

70/97
(2º sot)

Universidad Carlos III de Madrid
Departamento de Economía



Tesis Doctoral

**Precios no lineales óptimos: una aplicación a
sectores regulados**

Autor: *Fidel Castro Rodríguez*

Director: *Luis Rodríguez Romero*

Mayo 1.996

DONACION



ALVARO ESCOBAR

C. CRAPES



POU OLIVELLA



A Tere y a mi familia.

- *Pola diversidade de potestades, decote opostas,
as nacións están servindo a obra común da civilización,
e todas aportan o seu tesouro espiritual
ao gran concerto da humanidade.*

Alfonso R. Castelao.

Agradecimientos

La realización de este trabajo no hubiera sido posible sin el apoyo y la ayuda de mi director Luis Rodríguez Romero. De él no sólo he recibido dirección y asistencia sino que me ha otorgado valiosos consejos personales y profesionales. A José M. Da Rocha debo numerosos comentarios y sugerencias. La mayor parte de los capítulos se han beneficiado de sus aportaciones.

Mis compañeros y amigos han sido un apoyo fundamental en este trabajo. Especialmente aquellos con los que he tenido la fortuna de compartir despacho o vivienda como Alfredo Ibañez, Eduardo L. Giménez, Xose Manuel González, Xulia González y Daniel Miles, y aquellos con los que he disfrutado de momentos muy agradables con el equipo de fútbol "La Academia".

Además, estoy en deuda con numerosas personas que en algún momento a lo largo de estos años, de una u otra manera, con sus aportaciones y consejos me han facilitado la realización de este trabajo. Aún a riesgo de olvidarme de alguno de ellos, quiero darle las gracias a Consuelo Pazó, Pau Olivella, Pedro Delicado, Fernando Lorenzo y José Antonio García.

Agradezco también a UNESA, REPSOL-BUTANO, REE, INM, OFICO, CSEN, SERAGUA y todas aquellas instituciones y personas que me han proporcionado los datos del trabajo.

Quiero mostrar mi reconocimiento al Departamento de Economía de la Universidad Carlos III de Madrid por haberme acogido, al Departamento de Fundamentos da Análise Económica de la Universidade de Vigo por apoyarme en la realización de este proyecto, y a la Xunta de Galicia y al Proyecto DGICYT.PB89-0294 por la financiación recibida durante la realización de mi tesis doctoral.

Finalmente, en este trabajo han sido fundamentales los ánimos continuos de mi familia, y, sobre todo, la paciencia, comprensión y cariño de Tere.

Indice

Presentación	4
1 Introducción: Diseño de tarifas para empresas reguladas.	6
1.1 Precios óptimos.	6
1.2 Precios no lineales.	8
1.3 Diseño de tarifas.	9
 I Costes variables con las pautas de consumo	 18
2 La demanda de electricidad de largo plazo para el sector residencial español.	23
2.1 Introducción.	23
2.2 Modelo.	24
2.3 Estimación.	28
2.3.1 Relaciones de largo plazo.	30
2.3.2 Contraste de exclusión de variables de los vectores de cointegración.	36
2.3.3 Dinámica de corto plazo.	37
2.4 Conclusiones.	41
2.5 Anexos	42
2.5.1 Orden de integrabilidad.	42

2.5.2	Variables del sistema.	46
2.5.3	Datos.	48
3	Tarifas por duración para el consumo residencial de electricidad.	49
3.1	Introducción	49
3.2	Conceptos básicos.	51
3.3	Un modelo para tarifas por nivel de utilización.	57
3.4	Especificación de los parámetros.	62
3.5	Tarifa óptima y bienestar.	68
3.5.1	Equipo de generación no adaptado.	70
3.5.2	Equipo de generación adaptado.	79
3.6	Conclusiones	80
3.7	Anexo	83
3.7.1	Agregación de costes por periodos horarios.	83
3.7.2	Problema de la tarifa en dos partes.	84
3.7.3	Datos.	86
II	Distribución de tipos con tarifas no autoselectivas.	87
4	Tarifas óptimas para un servicio de suministro de agua.	90
4.1	Introducción.	90
4.2	El Problema.	90
4.3	El Modelo.	92
4.4	Estimación del modelo	97
4.4.1	Estimación del precio de reserva (α)	97
4.4.2	Estimación de la distribución de tipos.	104
4.5	Tarifa óptima en dos partes.	109
4.6	Conclusiones.	116
4.7	Anexos.	118

4.7.1	Restricciones del sistema.	118
4.7.2	Datos observados	120
4.7.3	Estimación de $F(\theta)$	122
Referencias bibliográficas		123

Presentación

Este trabajo desarrolla una metodología para el diseño de tarifas óptimas para empresas reguladas para las que la implementación de la regla óptima de precios iguales a los costes marginales presenta dificultades debido a la existencia de asimetrías informacionales entre empresa y regulador, y a la presencia, en general, de rendimientos crecientes a escala. En este contexto, y dada la restricción de tratamiento igualitario de los consumidores con independencia de su disposición marginal a pagar, las estructuras de precios no lineales se presentan como las más adecuadas para conseguir los mayores niveles de eficiencia.

El capítulo 1 revisa los problemas de fijación de precios en empresas reguladas y presenta los fundamentos de las estructuras de precios no lineales. En particular, su carácter autoselectivo permite reducir las divergencias entre los objetivos de eficiencia y distribución, y las convierte en las estructuras de precios más apropiadas para los sectores con gran heterogeneidad de mercado y tecnologías. Por ello, es esencial para la construcción de tarifas no lineales conocer la distribución de tipos de consumidores. Cuando la tarifa vigente es autoselectiva la propia heterogeneidad de consumos permite construir esta distribución de tipos, y las demandas pueden ser estimadas de forma independiente. Si la tarifa vigente no es autoselectiva para determinar la distribución de tipos es preciso, sin embargo, incorporar de un modo

endógeno información sobre la conducta de los individuos, y la elasticidad precio de demanda deben ser estimada conjuntamente con la distribución de tipos.

La primera parte que consta de los capítulos 2 y 3 estudia la construcción de tarifas en sectores con tarifas vigentes autoselectivas. En particular, obtenemos una tarifa óptima para el consumo residencial de electricidad. Para ello, en el capítulo 2 presentamos la estimación de la demanda de electricidad de largo plazo para el sector residencial utilizando la metodología multivariante de cointegración. El capítulo 3 plantea un modelo para el diseño de tarifas de largo plazo que se utiliza para calcular distintas tarifas óptimas en dos partes considerando varias hipótesis sobre la configuración del equipo de generación.

El capítulo 4 estudia el diseño de tarifas cuando las tarifas vigentes no son autoselectivas. Tomando los datos de un servicio municipal de suministro de agua se demuestra la existencia de consumidores “camuflados”, es decir, consumidores de distinto tipo con niveles de consumo similares, y se proporciona un método que permite estimar la verdadera distribución de tipos a partir de los datos inducidos por la tarifa. Esto permite estimar la cantidad de consumidores que se camuflan, y, mostrar como la introducción de una tarifa óptima en dos partes puede incrementar el bienestar de los consumidores, a pesar de mantener constantes los niveles de ingresos de la empresa y el nivel agregado de consumo vigente.

Capítulo 1

Introducción: Diseño de tarifas para empresas reguladas.

1.1 Precios óptimos.

Los principios económicos de la fijación de precios son derivados de la teoría de asignación óptima de recursos y nos indican que una asignación será eficiente si es elegida por un planificador benevolente que tenga información completa sobre los recursos, las tecnologías disponibles y las preferencias de los consumidores. Para un sistema descentralizado de precios estos principios significan que para la maximización del bienestar es óptimo tomar al coste marginal de producción de cada bien como determinante de su precio, y que cualquier desviación del mismo provocará pérdidas importantes de eficiencia.

Sin embargo, la implementación de esta regla óptima de precios presenta dificultades en el caso de empresas reguladas. Primero, por la existencia de asimetrías informacionales entre empresa y regulador, al disfrutar la primera de un mayor conocimiento sobre su tecnología de producción y su mercado, lo que se traduce en comportamientos estratégicos que producen ineficiencias. Segundo, porque las em-

presas reguladas presentan, en general, tecnologías con rendimientos crecientes a escala que suponen un coste medio superior al coste marginal, con lo que la regla óptima de precios resulta en desequilibrios presupuestarios.

Respecto al problema de asimetrías informacionales, y con objeto de que las desviaciones en la conducta de las empresas se mantengan en límites socialmente aceptables, el regulador debe diseñar mecanismos de control que promuevan una gestión eficiente. En esta dirección se mueve la Nueva Economía de la Regulación que, impulsada por herramientas como la economía de la información y la teoría de juegos, suministra una nueva estructura teórica basada en contratos de incentivos.¹

Por su parte, el mantenimiento de la regla óptima de precios en presencia de rendimientos crecientes a escala sólo es posible con subvenciones públicas, aunque la mayoría de las veces esta opción no es factible por las graves distorsiones que genera en el proceso de asignación de recursos. La solución alternativa es la fijación de precios óptimos que permitan recuperar los costes, y la tarifa resultante constituye los llamados precios Ramsey que se basan en una discriminación de tercer grado que establece un precio más alto a los consumidores con demandas inelásticas y uno más bajo a los de demandas elásticas. El principal inconveniente de esta regla de precios es, sin embargo, que para su implementación se necesita mucha información sobre las demandas del mercado. Además, generalmente, la empresa está obligada a respetar la restricción de igual tratamiento de los consumidores por lo que debe aplicarse una tarifa idéntica para todos los consumidores con independencia de su disposición a pagar.

¹Para una revisión de las aportaciones de la Nueva Economía de la Regulación véanse Laffont, J.J. (1994) y Laffont, J.J. y J.Tirole (1993).

1.2 Precios no lineales.

La regla de precios Ramsey demuestra que un buen sistema de precios que pretenda alcanzar los mayores niveles de eficiencia, respetando la amplia variedad de restricciones a las que están sometidas las empresas reguladas, debe incorporar algún tipo de discriminación. Cuando la empresa tiene que respetar la restricción de tratamiento igualitario todavía tiene la posibilidad de utilizar una discriminación de precios de segundo grado ofreciendo a los consumidores un menú idéntico de tarifas entre las que pueden seleccionar la más preferida. En esta discriminación autoselectiva están basados los precios no lineales que se presentan como las estructuras de precios más adecuadas para las empresas reguladas.

El caso más simple de tarifa no lineal es la tarifa constante, $T(q) = T$, pero el esquema de precios no lineal más extendido es la tarifa en dos partes con las que el consumidor paga una cuota fija A mas una suma proporcional a la cantidad consumida, $T(q) = A + pq$. Este método de precios puede ser extendido para crear menús con los que la empresa propone a sus consumidores varias tarifas en dos partes y cada agente elige una tarifa (A_i, p_i) y un nivel de consumo q . La propiedad fundamental de estas tarifas no lineales es que segmentan el mercado sin un conocimiento a priori de la diferenciación existente utilizando la información que revelan parcialmente los consumidores al elegir la cantidad de consumo y el pago correspondiente. La aplicación de estas tarifas requiere, no obstante, cierto poder de mercado para la empresa y la imposibilidad de reventa del producto por los consumidores, además de la observación de los consumos de los distintos individuos.

La posibilidad de practicar precios no lineales permite reducir algunas divergencias entre los objetivos de eficiencia y redistribución, aunque puede crear algunas dificultades, particularmente excluir a algunos consumidores. Esto es, si los consu-

midores potenciales son bastante heterogéneos, la parte fija de la tarifa puede ser demasiado alta para los pequeños consumidores que tendrán que renunciar al consumo del bien. Esta exclusión tiene efectos negativos sobre la equidad pero también sobre la eficiencia si los consumidores tienen una disposición a pagar superior al coste marginal. En cualquier caso, una tarifa no lineal siempre será Pareto superior a los precios Ramsey puesto que combinando tarifas lineales y no lineales el bienestar puede mejorar manteniendo el servicio universal.

En cualquier caso, los precios no lineales son el esquema de precios más apropiado para alcanzar objetivos redistributivos, preferentes en el caso de la mayoría de las empresas reguladas. Con un menú de tarifas que fijen un precio marginal suficientemente pequeño para atraer a los grandes consumidores se incrementará su consumo provocando un incremento de su bienestar. Pero esto permitirá incrementarles la parte fija lo que, manteniendo todavía atractiva la tarifa, generará un exceso de ingresos que posibilitará una reducción del precio pagado por los pequeños consumidores sin poner en peligro el equilibrio presupuestario.

Finalmente, la política de precios no lineales se presenta como la más apropiada para sectores con gran heterogeneidad de mercados y tecnologías. Este es el caso de las actividades que utilizan red como electricidad, telecomunicaciones, agua ..., en los que las tarifas deberán reflejar las características del producto, de la producción y de la demanda. Con la restricción de tratamiento igualitario la única alternativa es proponer un menú idéntico para todos los consumidores.

1.3 **Diseño de tarifas.**

De todo lo anterior se puede deducir que si bien la política de fijación de precios óptimos es importante en general, en el caso de empresas reguladas, por sus

características y por las restricciones a las que están sometidas, es especialmente relevante.

Esto ha estimulado en los últimos años una importante investigación teórica sobre las propiedades de las estructuras de precios no lineales considerando distintas configuraciones de mercado, y bajo múltiples supuestos informacionales.²

Sin embargo, no ha habido un desarrollo similar en la investigación empírica que permitiese una evaluación de la eficiencia de las tarifas utilizadas en sectores específicos y sirviese para la formulación de tarifas alternativas. En esta línea sólo el trabajo de Mitchell (1978) estudiando los precios del sector de telecomunicaciones de los EE.UU., y Dimopoulos (1982) estudiando cuestiones de eficiencia y equidad de las tarifas eléctricas de Wisconsin (EE.UU.) pueden ser referenciados. Por supuesto, también debe hacerse referencia al especial dedicado por el "Journal of Econometrics" en 1984 al estudio de los efectos de la introducción de precios diferenciados por periodo de uso en el sector eléctrico de EE.UU. En el caso español, la ausencia de este tipo de literatura es más acusada, y sólo el trabajo de Buisán (1992), analizando la eficiencia y equidad de la tarifa eléctrica residencial, puede ser mencionado.

Este trabajo pretende ser una aportación en la línea de la investigación empírica sobre precios no lineales, y presenta una metodología para el cálculo de tarifas no lineales óptimas para empresas reguladas, y para la evaluación de la eficiencia de estructuras de precios vigentes en distintos sectores regulados tales como electricidad, agua, telecomunicaciones y transporte.

²Una revisión de la literatura de precios no lineales puede encontrarse en Braeutigam, R. (1989), Brown, J. y D. Sibley (1986) y Wilson, R. (1993).

Problema teórico.

Suponemos un mercado formado por un continuo de consumidores heterogéneos representados por un parámetro $\theta \in [\underline{\theta}, \bar{\theta}]$, y caracterizados por una función de distribución $F(\cdot)$ y una función de densidad $f(\cdot)$.

Sea $S(q, \theta)$ el excedente bruto de un consumidor con tipo θ derivado del consumo de q unidades del bien, con $S_q > 0$, $S_{qq} < 0$ y $S_\theta > 0$. Si $T(q)$ es el pago realizado por consumir q , el excedente neto del consumidor tipo θ se define como

$$S(q, \theta) - T(q).$$

Sea θ_* el tipo marginal, es decir, aquel consumidor con excedente neto nulo dado el pago T , $(S(q(\theta_*), \theta_*) - T(q(\theta_*))) = 0$, de forma que todo $\theta > \theta_*$ tendrá un consumo positivo y todo $\theta < \theta_*$ no consumirá. El excedente agregado de los consumidores será

$$\int_{\theta_*}^{\bar{\theta}} [S(q(\theta), \theta) - T(q(\theta))] f(\theta) d\theta.$$

Suponemos una empresa regulada suministrando el bien con una función de costes

$$C(Q) = F + mQ,$$

donde F representa el coste fijo y m el coste marginal que se supone constante, y donde

$$Q = \int_{\theta_*}^{\bar{\theta}} q(\theta) f(\theta) d\theta,$$

es el cantidad total consumida del bien.

Definimos el bienestar total derivado del consumo del bien como la suma ponderada del valor de los excedentes neto de todos los consumidores

$$W = \int_{\theta_*(T)}^{\bar{\theta}} [S(q(\theta), \theta) - T(q(\theta))] u'(\theta) f(\theta) d\theta,$$

donde la ponderación para cada consumidor $u'(\theta)$ representa la importancia relativa que concede el regulador al excedente neto de cada consumidor.

La tarifa óptima se deriva de resolver el problema consistente en maximizar el bienestar social W sujeto a la restricción de cobertura de costes de la empresa

$$\int_{\theta_*(T)}^{\bar{\theta}} T(q(\theta))f(\theta)d\theta - C(Q) \geq 0,$$

a que el tipo marginal θ_* obtenga un excedente neto no negativo

$$S(q(\theta_*), \theta_*) - T(q(\theta_*)) \geq 0,$$

y a la restricción de incentivos

$$S(q(\theta), \theta) - T(q(\theta)) \geq S(q(\hat{\theta}), \theta) - T(q(\hat{\theta})),$$

que requiere que el consumidor tipo θ no elija el consumo de otro tipo $\hat{\theta}$ ($\theta \neq \hat{\theta}$), es decir, que la tarifa sea autoselectiva.

Implementación empírica.

Para la construcción de una tarifa no lineal óptima es necesario tener información sobre los distintos componentes del mercado. En primer lugar, sobre la función de demanda individual de los consumidores caracterizando las diferentes disposiciones a pagar por el bien, es decir, los distintos “tipos” de consumidores. Por ello, los datos de demanda deben ser lo suficientemente desagregados para permitir captar esas diferencias. En segundo lugar, sobre la estructura de costes de la empresa. Este elemento es de gran importancia en aquellos sectores en los que la gran variabilidad de la demanda en comparación con la oferta, y la imposibilidad de acumular el bien producido, exige el mantenimiento de un nivel máximo de capacidad disponible que permita el suministro en los periodos de máxima demanda. Con objeto de reducir los costes de capacidad estos sectores utilizan distintas tecnologías lo que genera una estructura de costes muy heterogénea.

Por último, teniendo en cuenta que las ventajas de los precios no lineales proceden fundamentalmente de la práctica de una discriminación de segundo grado entre una población de consumidores heterogéneos, es esencial conocer la distribución de los distintos tipos de consumidores.

Autoselectividad.

En los sectores en los que la tarifa vigente induce consumos diferentes para los consumidores de distinto tipo, la propia heterogeneidad en los niveles de consumo nos permite, mediante una simple transformación, construir una distribución de tipos. Sin embargo, cuando la tarifa vigente no es autoselectiva distintos tipos de consumidores tienen el mismo consumo y, por tanto, es preciso incorporar de un modo endógeno información sobre la conducta de los consumidores para obtener la distribución de tipos.

La primera parte de este trabajo analiza el diseño de tarifas óptimas en empresas reguladas que aplican tarifas autoselectivas. En este caso, la distribución de tipos se obtiene directamente a partir de la distribución de consumos observados, y las demandas individuales pueden ser estimadas separadamente.

Para el análisis empírico de esta parte se toman los datos del consumo residencial de electricidad. El interés de este sector es múltiple. En primer lugar, por las características del sector eléctrico con una demanda poco estable, y con un producto no almacenable que exigen el equilibrio continuo entre energía producida y demandada. Por ello, el sistema debe disponer de una capacidad máxima suficiente para suministrar las mayores demandas de energía, lo que supone la inutilización de alguna capacidad en periodos de baja demanda. Con objeto de reducir los costes de inutilización los sistemas eléctricos instalan distintos tipos de equipos de gene-

ración caracterizados por distintos costes, lo que significa que los costes de suministro dependerán de las pautas de consumo de los agentes. En este caso, por tanto, el problema fundamental es construir tarifas que reflejen adecuadamente las diferencias de costes de las distintas tecnologías utilizadas.

En segundo lugar, la propia relevancia del sector eléctrico justifica esta aplicación. De hecho, este sector ha sido utilizado con mucha frecuencia como instrumento de aplicación de ciertas políticas económicas tales como el control del nivel de precios o la protección de determinados sectores industriales en declive favoreciendo el uso de ciertos combustibles. Además, la tarifa eléctrica, especialmente la residencial que representa a más del 90% de abonados totales, tiene una enorme influencia sobre la distribución de la renta.

En tercer lugar, en los últimos años se ha presenciado un proceso de reformas regulatorias generalizadas en el sector eléctrico a nivel internacional. El objetivo último de las mismas se ha concretado, normalmente, en la introducción de mayores dosis de competencia en el sistema con objeto de aumentar el grado de eficiencia técnica y asignativa. El sector eléctrico español no ha quedado al margen de este proceso que ha tenido como resultado más trascendente la configuración de una nueva ley de ordenación del sector. Este trabajo intenta contribuir a este proceso con un análisis más riguroso de la eficiencia de las tarifas aplicadas, y proporciona un método para el diseño de tarifas óptimas.

Para la construcción de las tarifas eléctricas, no obstante, debe tenerse en cuenta que la energía eléctrica presenta una serie de características que la hacen diferente de otros bienes. En particular, el hecho de que el stock de aparatos eléctricos sea duradero y con características inmutables significa que el consumo de electricidad puede alterarse bien por el cambio en las pautas de utilización del equipo, bien

adquiriendo un equipamiento diferente con características diferentes. Esto implica que debemos distinguir entre demanda de corto plazo, identificada con la tasa de utilización del stock existente de aparatos eléctricos, y demanda de largo plazo, relacionada con la elección del stock.

Desde el punto de vista económico es crucial encontrar un modelo que permita distinguir ambos tipos de demanda. Esta distinción será fundamental para plantear aspectos de regulación en general, y de precios en particular. En este sentido, cualquier política óptima de precios que busque una asignación más eficiente debe transmitir las verdaderas señales a los consumidores, y esto será diferente según planteemos problemas de gestión de corto plazo, donde el stock está fijo, que de largo plazo, con objeto de afectar a la verdadera estructura de comportamiento.

Esta distinción teórica tiene, sin embargo, grandes problemas de implementación empírica debido a la dificultad que conlleva extraer y separar de las observaciones los componentes transitorios, o de corto plazo, de los de carácter permanente. El trabajo empírico sobre demanda de electricidad realizado hasta ahora no ha tratado de manera óptima este problema puesto que, o bien ha omitido el carácter no estacionario de las series, o simplemente ha tomado diferencias para hacerlas estacionarias eliminando así la información de largo plazo. Para el caso español los únicos trabajos publicados sobre demanda de electricidad, o bien han tomado diferencias (Peña, 1988), o han trabajado con muestras relativamente pequeñas que no han permitido captar totalmente la dinámica de largo plazo (Buisán, 1992).

El segundo capítulo de esta tesis desarrolla un modelo de demanda de electricidad resolviendo la no estacionariedad de una manera óptima al utilizar la teoría de cointegración que presenta los instrumentos estadísticos necesarios para estudiar datos que están en permanente crecimiento, y por tanto no son estacionarios, permi-

tiendo descubrir las relaciones de largo plazo y distinguirlas de la dinámica de corto plazo. Más concretamente, se aplica el procedimiento de Johansen para sistemas cointegrados y se especifican relaciones de largo plazo entre consumo residencial de electricidad y otras variables de la economía española. Esta metodología econométrica, aunque con un menor componente estructural, permite una más rigurosa distinción entre la dinámica de corto plazo y la de largo plazo.

El tercer capítulo plantea un modelo para el diseño de tarifas eléctricas de largo plazo y, utilizando los datos del consumo residencial de electricidad correspondientes a 1993, calcula una tarifa óptima en dos partes considerando distintas hipótesis sobre la configuración del equipo de generación. Esto nos permite estimar el grado de optimalidad de la tarifa vigente y obtener una aproximación de algunas de las pérdidas de eficiencia provocadas por el marco regulatorio existente.

En relación a trabajos relacionados, tanto nacionales (Buisán, 1992) como internacionales (Dimopoulos, 1982) en los que también se calcula una tarifa óptima en dos partes para el consumo residencial de electricidad, la aportación fundamental de este trabajo es doble. En primer lugar se considera de forma explícita el problema de capacidad; de esta forma, para calcular los costes asociados a un consumo determinado no se toma el coste medio sino que se tienen en cuenta los costes de las tecnologías que han intervenido en el suministro de ese consumo. Esto es esencial si se quiere que las tarifas transmitan las verdaderas señales de escasez a los consumidores. En segundo lugar, se endogeiniza el nivel de participación lo que permite analizar los efectos sobre la eficiencia y equidad de algunas tarifas óptimas, y plantear distintas soluciones en función de la preocupación del regulador sobre los problemas distributivos.

En la segunda parte del trabajo el principal problema que se plantea es la recu-

peración de la distribución de tipos cuando las tarifas vigentes no son autoselectivas, puesto que en este caso, la heterogeneidad en los niveles de consumo no nos permite construir la distribución de tipos dado que distintos tipos realizan consumos similares. El objetivo es, por tanto, doble. Primero, se muestra como algunas características de la tarifas (por ejemplo los mínimos de facturación) inducen a camuflarse a algunos consumidores, y, en consecuencia, la observación de consumos no permite derivar directamente la distribución de tipos. Segundo, se proporciona un método para estimar la verdadera distribución de tipos de consumidores a partir de los consumos observados.

Para este ejercicio se han utilizado datos de un servicio municipal de suministro de agua que utiliza en su tarifa mínimos de facturación obligatoria junto con precios marginales crecientes. El establecimiento de un mínimo de consumo obligatorio, y el hecho de que los precios no se aplican sobre tramos de consumo sino sobre toda la cantidad consumida, induce a que los consumidores se acumulen alrededor del mínimo de facturación. Una vez recuperada la verdadera distribución de tipos se calcula una tarifa óptima en dos partes.

Parte I

Costes variables con las pautas de consumo

En aquellos mercados en los que la demanda no es estable en el tiempo y el producto no es almacenable las empresas deben instalar un nivel de capacidad que permita satisfacer los mayores niveles de demanda previsibles. Este es el caso del sector eléctrico cuya explotación debe permitir coordinar la operación de los distintos componentes que lo conforman de manera que la energía demandada pueda ser satisfecha en todo momento con las características de calidad adecuadas. Por ello, el funcionamiento del sistema exige el mantenimiento de una capacidad de generación máxima suficiente para suministrar las mayores demandas de energía, pero como el comportamiento de consumo no es estable, alguna capacidad permanece inutilizada en periodos de baja demanda.

Con objeto de reducir los costes de inutilización de capacidad, los sistemas eléctricos instalan varios tipos de equipos de generación. Así, niveles de potencia base son suministrados con equipos con costes de adquisición (costes de capital) altos pero con unos bajos costes de operación. Por su parte, las puntas de demanda son cubiertas con tecnologías que suponen unos menores costes de instalación a cambio de unos altos costes de operación, con objeto de reducir los costes de inutilización de capacidad en periodos de baja demanda. Esto significa que el coste de operación cambia cuando se modifica la demanda, de forma que cuando la demanda es alta el coste de operación es más elevado.

Para tener en cuenta estas características particulares de funcionamiento del sector eléctrico, las tarifas eléctricas deben estar diseñadas para contabilizar separadamente los costes de uso y capacidad, y reflejar las diferencias de estos costes entre las distintas tecnologías utilizadas. Este es el fundamento básico de las denominadas tarifas por duración ("Wright tariffs") que tratan de adaptarse a la estructura de costes de largo plazo de la empresa fijando precios en base a la duración de cada kilovatio de potencia contratado. En el corto plazo, sin embargo, la estructura de

costes puede modificarse por variaciones en la demanda y en los costes de operación (por ejemplo el coste de combustible) por lo cuál, en el sector eléctrico, también son utilizadas las tarifas por periodo de uso que fijan precios en función del consumo real de cada periodo horario. La implementación de estas tarifas requiere el conocimiento de la pauta de consumo exacta de cada consumidor a lo largo del tiempo. En algunos países las tarifas por duración se aplican usando el nivel de utilización, definido como el cociente entre el consumo y la potencia utilizada, como aproximación de la duración.

El parque de generación de la industria eléctrica española, objeto de estudio en esta parte, presenta una gran diversificación en cuanto a las fuentes de energía primaria que abastecen a las centrales, en la que domina la producción de origen hidráulico, seguida por la térmica de carbón; el resto es repartido entre fuel-gas y los nueve grupos nucleares. Esta estructura de potencia difiere notablemente de la composición de la energía que con él se genera, que depende de las características de cada clase de equipo. Así, el funcionamiento del equipo hidráulico depende del nivel de agua de los embalses y se utiliza para rellenar las puntas de la curva de carga, el equipo nuclear funciona en base, el de carbón sigue la forma de la curva de carga, y el fuel/gas funciona únicamente para cubrir las incidencias o por razones de seguridad. Así, en 1993, el 17 % de la producción eléctrica fue de origen hidráulico, frente a un 43 % producido en grupos de carbón, y un 39 % en centrales nucleares. El resto, 1 %, fue aportado por fuel y gas natural.

La regulación y ordenamiento jurídico del sector eléctrico español se basa actualmente en la ley 49/84, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sector, y el Marco Legal Estable (MLE) fijado por R.D. 1538/1987, que regula el entorno económico en el que las empresas deben desarrollar su actividad, estableciendo el procedimiento de determinación de los ingresos de las empresas eléctricas. A través

del mismo, se conforma la metodología de cálculo del precio medio de venta de la energía eléctrica y la del sistema de compensaciones interempresas.

El elemento fundamental del MLE lo constituyen los costes estándar, que son una valoración, determinada de forma común para todas las empresas, de los costes fijos y variables de generación y operación y mantenimiento, que vienen determinados por las características de las unidades de producción para las que son calculados. La remuneración de las empresas está basada en estos costes estándar y no en costes reales, y cualquier diferencia entre ambos supone un beneficio o pérdida adicional para la empresa, quienes están incentivadas a disminuir sus costes reales tanto como sea posible. Esto convierte a los costes estándar en el elemento de incentivo clave para alcanzar la eficiencia productiva.³

Respecto a la estructura de tarifas, el sector eléctrico español presenta una doble desagregación. En primer lugar diferencia las tarifas por niveles de tensión distinguiendo entre alta y baja tensión, y dentro de la primera considera cuatro tramos: menor de 36, entre 36 y 72.5, entre 72.5 y 145, y mayor de 145 kilovoltios. En segundo lugar, diferencia por "niveles de utilización", con dos niveles en baja tensión, normal y larga utilización, y tres en alta tensión: corta, media y larga. Además existen tarifas especiales diseñadas para un tipo de uso determinado y que se justifican con criterios de carácter político o social. Sólomente la tarifa 2.0, con más de un 93% del total de abonados, queda fuera de estas clasificaciones, aunque puede ser considerada como tarifa de consumos de baja tensión con un nivel de utilización muy bajo.

La diferenciación por niveles de tensión pretende recoger las diferencias de coste

³Para una interpretación de la regulación del sector eléctrico español véanse Crampes, C. y J.J. Laffont (1995) y Rodríguez, L. y Castro, F. (1995).

derivadas de las pérdidas de energía asociadas al transporte, inversamente proporcionales al nivel de tensión de la línea de distribución. Por su parte, el nivel de utilización, que se define como la relación entre el consumo de un individuo y su potencia contratada, trata de aproximar la duración de los kW de potencia consumidos por el individuo. Esta desagregación se deriva, por tanto, de la metodología de las tarifas por duración que tienen como objetivo la recuperación de los costes de suministro de electricidad en un contexto de demanda aleatoria y producción con tecnologías de distintas características. En este sentido, la estructura tarifaria española incorpora elementos de optimalidad propios de una estructura de precios de capacidad, aunque presenta los problemas típicos de una filosofía de precios basada en el supuesto de homogeneidad de las pautas de consumo de los diferentes individuos.

En esta parte se presenta el diseño de tarifas por duración para el consumo residencial de electricidad, para lo cual, además de la información sobre costes y la distribución de tipos que son presentados en el tercer capítulo, es esencial, por tratarse de tarifas de largo plazo, conocer la sensibilidad de la demanda en el largo plazo a variaciones de los precios. Cuando la tarifa vigente es autoselectiva como en este caso la elasticidad precio de demanda puede ser calculada de forma independiente, y este es el trabajo desarrollado en el segundo capítulo.

En el tercer capítulo se presentan el modelo utilizado y, con el resto de la información relevante, se calculan tarifas en dos partes considerando diferentes hipótesis sobre la configuración del equipo de generación.

Capítulo 2

La demanda de electricidad de largo plazo para el sector residencial español.

2.1 Introducción.

En este capítulo desarrollamos un modelo de demanda de electricidad resolviendo la no estacionariedad de una manera óptima al utilizar la teoría de cointegración que presenta los instrumentos estadísticos necesarios para estudiar datos que están en permanente crecimiento, y que, por tanto, no son estacionarios, permitiendo descubrir las relaciones de largo plazo y distinguirlas de la dinámica de corto plazo. Para ello se utiliza una muestra con datos anuales para el periodo 1959-88.

El artículo está estructurado de la siguiente forma. En la segunda sección presentamos el modelo de demanda de electricidad y discutimos sobre las variables utilizadas para su estimación. La tercera sección presenta la estimación utilizando la metodología de cointegración. Presentamos las metodologías univariante y multivariante de cointegración, y desarrollamos el contraste de ratio de verosimilitud propuesto por Johansen-Juselius (1990) para encontrar los vectores de cointegración. Finalmente presentamos las conclusiones.

2.2 Modelo.

Consideramos un abonado doméstico con preferencias representadas por una función de utilidad

$$U(x, s, z),$$

donde x representa la cantidad de electricidad consumida durante el año, $s = (s_1, \dots, s_r)$ es el vector de bienes sustitutos de la electricidad, y $z = (z_1, \dots, z_q)$ es el vector otros bienes y servicios.

El abonado elegirá los niveles de x , s y z que maximicen su función de utilidad sujeto a su restricción presupuestaria

$$pe\ x + ps\ s + pz\ z = y,$$

siendo pe el precio de la electricidad, $ps = (ps_1, \dots, ps_r)$ el vector de precios de los bienes sustitutos, $pz = (pz_1, \dots, pz_q)$ el vector de precios de los otros bienes, e y la renta total del abonado. De esta decisión el consumo de electricidad de cada abonado resultará función de su renta y de los precios propio y de los otros bienes

$$x = f(y, pe, ps, pz).$$

Si se supone que esta función es homogénea de grado cero en renta y precios, la demanda de electricidad puede expresarse como una función de la renta y los precios relativos al precio de otros bienes, es decir

$$x = h\left(\frac{y}{pz}, \frac{pe}{pz}, \frac{ps}{pz}\right).$$

Esta aproximación teórica toma en cuenta el caracter específico del sector eléctrico con una función de oferta exógena y con precios regulados que hacen posible la estimación individual de la función de demanda sin introducir sesgos.

La forma funcional adoptada en este trabajo para aproximar la función de demanda es la linear logaritmica, que permite obtener directamente las elasticidades de las distintas variables. Por tanto, la función de partida es la siguiente

$$\ln ce_t = \beta_0 + \beta_1 \ln yr_t + \beta_2 \ln per_t + \beta_{31} \ln psr_t^1 + \dots + \beta_{3r} \ln psr_t^r + \epsilon_t,$$

La variable dependiente se ha aproximado por el consumo de electricidad per cápita obtenido dividiendo el consumo residencial de electricidad en kWh, serie perteneciente a la Estadística de la Industria de Energía Eléctrica (EIEE), y la población, serie extraída del Instituto Nacional de Estadística. Sería interesante el estudio con datos desagregados por hogares puesto que la familia parece la unidad de consumo natural de electricidad. Sin embargo, en la EIEE la serie de abonados domésticos no está completa para el periodo analizado.

La variable renta per cápita ha sido obtenida dividiendo la renta nacional neta disponible procedente de las series construidas por Corrales y Taguas (1989) y la población.

Por lo que se refiere al precio de la electricidad, la literatura ha propuesto distintas aproximaciones debido a la diferencia que aparece entre precio medio y marginal cuando la estructura de precios es no lineal. La cuestión más controvertida es qué precio de electricidad debe ser incluido en la función de demanda. Desde el punto de vista de la teoría económica, y bajo el supuesto de que los consumidores maximizan la utilidad y las empresas minimizan sus costes, el precio apropiado para incluir en el análisis empírico de demanda es el precio marginal.

Sin embargo, en una revisión extensiva de estudios empíricos de demanda de

electricidad, Taylor (1975) argumentó que esta visión no es totalmente correcta, pues niega el efecto renta del precio intramarginal -precio medio por kWh de la electricidad consumida en todos los bloques excepto aquel en el que el consumidor adquiere la electricidad. Un cambio en la parte fija de la tarifa no acompañado de alteraciones de ninguna de las otras componentes de la misma, provocará que el gasto intramarginal y el precio intramarginal medio se incrementen, pero el precio marginal permanecerá constante. Por ello, para el consumidor que no cambie suficientemente su consumo como para saltar de bloque, este cambio de tarifa provocará únicamente un efecto renta y no un efecto sustitución. Por el contrario, cualquier alteración de la tarifa que modifique los precios marginales provocará ambos efectos. Esta discusión ha generado muchos trabajos que no han llegado a una solución homogénea del problema.¹ Por todo ello, para Taylor, tanto el precio marginal como alguna medida del precio intramarginal deben ser incluidas como regresores en la ecuación de demanda. En este sentido, la no inclusión de la variable precio intramarginal como regresor provoca estimadores sesgados.

Por otra parte, que el precio marginal sea el precio relevante puede no ser cierto si para los consumidores del bien resulta difícil la obtención de información sobre dicho precio. El consumo de electricidad parece un buen ejemplo dado que lo que el demandante percibe directamente es el pago total que ha de efectuar y no el precio marginal de la tarifa. En este sentido una hipótesis alternativa es que el consumidor racional responderá al precio medio percibido de la factura eléctrica más que al precio marginal. Shin (1985) demostró que este era el caso para siete empresas eléctricas de Ohio (EE.UU.) utilizando datos agregados anuales para el periodo 1960-80.

¹Véanse Roth(1981), Garbacz(1983), Helden, et.al.(1987), Griffin(1974), Chang-Hsing(1991), Hartman(1983) y Murray,et.al.(1978). Una revisión de trabajos de demanda eléctrica en EE.UU. puede ser encontrada en Taylor,et.al.(1984).

En cualquier caso, cuando estamos ante estructuras de precios multiparte debemos tener en cuenta que el precio medio depende de la cantidad de electricidad consumida, y por lo tanto existe una relación negativa entre precio medio y cantidad consumida. Así, surge un problema de simultaneidad y la estimación mínimo cuadrático dará lugar a estimadores insesgados.²

En este trabajo se han probado tanto el precio medio como el precio marginal. Este último ha sido aproximado con la parte variable de la tarifa en dos partes, para lo cuál las tarifas con más partes aplicadas en algunos años se han transformado en tarifas en dos partes siguiendo el procedimiento de Buisán (1992). Los resultados obtenidos con esta variable resultaron, sin embargo, contradictorios con la teoría económica, con lo que el precio medio, variable elaborada por UNESA y definida como el gasto por consumo para un abonado doméstico medio, fué la finalmente utilizada en la estimación.

Como precios de bienes sustitutos se han utilizado los precios del gasóleo y del butano, obtenidos de la Delegación de Campsa y de Repsol-Butano, respectivamente.

Las series nominales se han convertido en reales utilizando como deflactor la serie del Índice de Precios al Consumo (IPC) enlazada por el INE con base en 1983.

También se ha probado en la estimación la variable temperatura pues parece innegable su influencia sobre el consumo residencial de electricidad. La influencia de esta variable no económica, no obstante, influye más sobre el nivel de uso de los aparatos eléctricos que sobre la elección del equipo, y, por tanto, más sobre la dinámica de corto plazo que sobre el comportamiento de largo plazo. La temperatura

²Bernd(1990) presenta un ejercicio en el que demuestra que este sesgo por simultaneidad es prácticamente inapreciable.

que se ha utilizado ha sido la media de las máximas de invierno porque para el periodo analizado el efecto temperatura se deja sentir más intensamente en invierno con la conexión de las calefacciones.

2.3 Estimación.

Para verificar la existencia de relaciones de largo plazo en un modelo de demanda de electricidad usamos como alternativa econométrica de estimación la teoría de cointegración.

La justificación de la metodología utilizada radica en que desde el punto de vista económico es crucial identificar y separar en las series económicas los componentes de carácter permanente, o de largo plazo, de los que son meramente transitorios, o de corto y medio plazo. La teoría de cointegración presenta los instrumentos estadísticos necesarios para estudiar datos que están en permanente crecimiento y por tanto no son estacionarios, y permite conocer las relaciones de equilibrio a largo plazo entre las variables. A estas relaciones de crecimiento de largo plazo se las denomina relaciones de cointegración, y a la modelización dinámica que mantiene la información sobre el largo plazo, modelización de corrección de error (MCE). De hecho, los MCE reciben este nombre debido a que incorporan como variable explicativa, la desviación en que se incurrió en el periodo anterior respecto a la relación de equilibrio de largo plazo.

La búsqueda de relaciones de cointegración se reduce, en general, a encontrar relaciones estacionarias entre variables que no lo son. La identificación de las series que son no estacionarias se lleva a cabo mediante el estudio de raíces unitarias que hay en las representaciones dinámicas univariantes.³ Una variable será no convergente,

³En el anexo se presenta el estudio sobre el orden de integrabilidad de las series utilizadas.

y, por tanto, no estacionaria cuando presente alguna raíz unitaria.

Cuando analizamos el caso bivalente $Z_t = (Y_t, X_t)$, donde Y_t y X_t son dos series individualmente no estacionarias con una raíz unitaria -integradas de orden uno ($I(1)$)-, en general, cualquier combinación lineal de las mismas también será $I(1)$. Pero si existe una combinación $(Y_t - \beta_1 X_t)$ que es estacionaria ($I(0)$), entonces decimos que Y_t y X_t están cointegradas, es decir, que Y_t y X_t mantienen una relación de equilibrio a largo plazo caracterizada por esa combinación $(Y_t - \beta_1 X_t)$. En este caso, se puede demostrar que esta combinación de las variables es la única combinación estacionaria. Engle y Granger proponen un método de estimación que resuelve el problema de encontrar la combinación estacionaria de largo plazo, si existe.⁴

La posibilidad de que exista más de una relación de cointegración aparece cuando se consideran más de dos variables. Así, si tenemos un vector de series temporales de dimensión $n > 2$, $X_t = (x_{1t}, x_{2t}, \dots, x_{nt})'$, donde X_t es $I(1)$, en general cualquier combinación lineal de los elementos de X_t también será $I(1)$ (regresiones espúreas). Sin embargo, podría haber hasta un máximo de $n-1$ combinaciones de cointegración. Y cuando hay más de un vector de cointegración cualquier combinación de ellos es también estacionaria, y por tanto, existirán muchas relaciones de largo plazo que son observacionalmente equivalentes a los que han generado los datos. Es decir, los vectores de cointegración no están identificados. En este caso, la estimación uniecuacional (método Engle-Granger) no es eficiente y solamente la estimación de un sistema suministra suficiente información. Johansen (1988) propone en este caso un procedimiento eficiente para estimar vectores de cointegración basado en sistemas multivariantes y utilizando para la estimación el método de máxima verosimilitud.

⁴Véase Engle y Granger(1987) y (1991).

Var.Dep.: CE	(1)	(2)	(3)	(4)
R	-2.21(16.5)	3.17(9.8)	3.08(10.6)	3.19(10.9)
PE	-0.419(2.5)	-0.96(2.9)	-0.94(3.2)	-0.75(2.4)
PG	0.477(7.7)			
PB		1.23(3.4)	1.1(3.3)	1.14(3.5)
TM			2.4(2.7)	2.2(2.6)
cte	-11.13(7.7)	-22.8(5.9)	-24.1(6.9)	-28.9(6.9)
R^2	0,979	0.952	0.962	0.961
SD	0.114	0.172	0.154	0.888
DF (DFA)	(-3.76)	-4.12	-4.05	-4.29
DW	2.14	2.09	1.9	2.22

Cuadro 2.1: Relaciones de largo plazo: método univariante.

2.3.1 Relaciones de largo plazo.

El contraste de la existencia de una relación de largo plazo entre el consumo de electricidad, renta, precio de electricidad y precios de sustitutos (butano y gasóleo) se ha realizado aplicando en primer lugar el procedimiento de Engle y Granger (1987). Los resultados se presentan en el cuadro 2.1 donde *CE*, *R*, *PE*, *PG*, *PB* y *TM* representan las variables consumo de electricidad, renta, precio de electricidad, precio de gasóleo, precio de butano y temperatura, todas en logaritmos y en términos reales.

La búsqueda de relaciones de cointegración se realiza partiendo de la relación más sencilla entre consumo de electricidad y renta, incluyendo posteriormente otras variables en la medida en que las relaciones conseguidas no resultan totalmente satisfactorias. La hipótesis nula de no cointegración se contrasta con los estadísticos de Dickey-Fuller (DF) y Dickey-Fuller ampliado (DFA). Utilizando los valores críticos de Mackinnon (1991) la ecuación 2 supera el contraste a un nivel de significación del 5%, y las ecuaciones 3 y 4 los superan para un nivel de significación del 10%.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que se consideran más de dos variables, el análisis de largo plazo se ha llevado a cabo utilizando el procedimiento de Johansen que estudia el comportamiento de largo plazo estableciendo un sistema de ecuaciones sin hacer supuestos no contrastados sobre el carácter exógeno de las variables.

En el análisis multivariante de cointegración la elección de las variables a incluir en el sistema es crucial. Hemos probado la inclusión de distintas variables en el vector autorregresivo encontrando varias relaciones de cointegración, sin embargo, la presencia de signos contrarios a lo esperado, o magnitudes de parámetros difíciles de interpretar económicamente nos ha obligado a descartar en primera instancia algunas de ellas.⁵ Finalmente se han incluido, además de la variable CE, en cuya explicación estamos interesados, variables que parecen fundamentales en la explicación de la demanda residencial de electricidad. En primer lugar, una variable de escala como es la renta, que recoge los efectos tanto de corto plazo (uso de equipo) como de largo plazo, pues supuestamente será importante su influencia sobre el volumen y tipo de electrodomésticos adquiridos por los consumidores. En segundo lugar, el precio de la electricidad, para el que esperamos la habitual relación inversa con la cantidad demandada. En tercer lugar, los precios de bienes sustitutivos de la energía eléctrica como el gasóleo y el butano. Por último, como variable exógena de control incorporamos la temperatura media de las máximas de invierno.

La primera dificultad a superar cuando se utiliza el procedimiento de Johansen es establecer la longitud máxima de retardos k (orden del polinomio autorregresivo). Si se quiere hacer una correcta interpretación de la matriz de ajuste α , el valor de k no debe ser demasiado grande, pero, por otro lado, un k bajo incrementa la posibilidad de autocorrelación en los residuos y puede afectar al proceso completo de estimación.

⁵Es el caso de la variable stock de capital residencial de Corrales y Taguas (1989).

Para solventar el problema se pueden comparar los estimadores del modelo para diversos valores de k y seleccionar aquel que ofrezca una mejor especificación del modelo. En este trabajo hemos probado con un $k = 1, 2, 3$, optando finalmente por $k = 2$.

Para una distinción formal de los autovalores significativamente distintos de cero, y por lo tanto el número de vectores de cointegración, Johansen construye dos estadísticos, el de la traza $TR = -T \sum_i \ln(1 - \lambda_i)$ y el de máximo autovalor $MAX = -T \ln(1 - \lambda_{r+1})$. Las distribuciones de estos estadísticos no son estándares y dependen de si el proceso contiene o no constante, y de si esta está restringida al espacio de cointegración.⁶

En el cuadro 2.2 se presentan varias relaciones de cointegración que podrían ajustarse a una función de demanda de electricidad de largo plazo, con el valor de los coeficientes normalizados, y el número de vectores de cointegración para los estadísticos del máximo autovalor y de la traza. El cuadro 2.3 presenta los contrastes de especificación referidos a estas ecuaciones. En particular, el estadístico Q de Box-Pierce de autocorrelación, el estadístico ARCH de heterocedasticidad, los estadísticos de apuntamiento (SK) y de curtosis (KT) y el estadístico de Jarque-Bera para contrastar la normalidad. Finalmente se muestran la varianza residual del sistema y el coeficiente de determinación.

Estas relaciones se diferencian en cuál es el bien sustituto cuyo precio se incluye, así, mientras en la relación (1) no se introduce ninguno, en la 2 se introduce el precio de butano, en la (3), (4) y (5) el precio del gasóleo, y en las (6) y (7) ambos. También se introducen como variables exógenas la temperatura con el número

⁶Johansen-Juselius(1990) y posteriormente Osterwald-Lenum(1992) generan tablas de valores críticos para estas distribuciones.

Mod.	K	Pred.	Cte.	CE	R	PE	PG	PB	Max.Aut.	Traza
(1)	2	T(1,2)	NR	1.00	-1.74	1.81			1	2
(2)	2	T(1,2)	R	1.00	-3.16	1.70		-1.19	1	3
(3)	2	T(0,2)	NR	1.00	-2.31	1.75	-0.74		1	2
(4)	2	T(2)	NR	1.00	-2.38	1.79	-0.76		1	2
(5)	2		R	1.00	-2.37	2.88	-1.24		1	3
(6)	2	T(1,2)	NR	1.00	-2.57	1.67	-0.65	-0.34	1	3
(7)	2	T(2)	NR	1.00	-2.67	1.59	-0.57	-0.44	1	2

Cuadro 2.2: Relaciones de cointegración: método multivariante.

de retardos entre paréntesis, así como la constante, restringida (R) o no restringida (NR) al espacio de cointegración. En todas, tanto el signo como la magnitud de los parámetros son los esperados. A excepción de la relación (1) que presentamos por motivos de comparación, todas las relaciones presentan unos coeficientes muy similares, en un intervalo (2.3,2.6) para la renta y (-1.5,-1.7) para el precio de electricidad.

La relación 3 que incluye el consumo de electricidad, la renta, el precio de electricidad y el precio de gasóleo como variables endógenas, y la variable temperatura (sin retardo y retardada dos periodos) junto con la constante no restringida como variables exógenas, ha sido la finalmente seleccionada por sus mejores resultados en los contrastes de autocorrelación y normalidad, y su menor varianza. Los gráficos de los residuos de las ecuaciones del sistema parecen reafirmar estos resultados.

El cuadro 2.4 recoge los estadísticos de la Traza y del Máximo Autovalor junto con los valores críticos proporcionados por Osterwald-Lenum (1992). A pesar de que para el estadístico de la traza es posible admitir dos vectores de cointegración, la proximidad del estadístico para $H_0 : r \leq 2$ a su valor crítico al 95% de significati-

Mod.	Ecuac.	Q	ARCH	SK.	KT	J-B	VAR	R^2
(1)	CE	2.3	1.11	-0.71	0.21	4.46	.0001	0.51
	R	2.06	1.77	0.21	-0.50	0.51	.0005	0.70
	PE	7.10	1.82	0.34	-0.39	0.74	.0002	0.71
(2)	CE	2.09	0.77	-0.44	-0.22	0.98	.0013	0.55
	R	5.61	0.36	0.95	0.83	5.04	.0013	0.83
	PE	8.29	1.08	0.27	-0.40	0.54	.0018	0.71
(3)	PB	3.25	0.27	0.64	-0.39	2.14	.0026	0.69
	CE	1.5	0.28	-0.3	-0.73	1.27	.0014	0.53
	R	6.5	0.7	0.5	-0.2	1.6	.0003	0.81
(4)	PE	5.7	1.3	0.01	0.9	0.9	.0011	0.83
	PG	6.03	0.5	0.5	0.8	1.9	.0122	0.62
	CE	1.7	1.13	-0.4	-0.6	1.27	.0014	0.51
(5)	R	6.2	0.6	0.3	-0.2	0.6	.0003	0.80
	PE	6.4	1.25	0.2	0.7	0.8	.0011	0.83
	PG	6.1	0.5	0.4	0.8	1.8	.0122	0.63
(6)	CE	1.7	1.2	-0.3	-0.6	1.2	.0014	0.51
	R	5.7	0.3	0.3	-0.3	0.7	.0003	0.80
	PE	5.1	1.0	0.04	0.6	0.5	.0012	0.80
(7)	PG	6.1	0.5	0.4	0.8	1.8	.0123	0.63
	CE	7.3	1.6	-0.17	-1.02	1.3	.0011	0.62
	R	12.9	8.8	0.5	1.4	3.8	.0002	0.86
(7)	PE	4.9	3.3	-0.1	0.6	0.5	.0007	0.89
	PG	3.6	1.2	0.7	1.1	4.2	.0112	0.66
	PB	3.1	1.1	0.4	0.3	1.1	.0022	0.74
(7)	CE	2.5	0.2	-0.1	-0.8	0.8	.0013	0.55
	R	13.8	10.0	0.5	1.5	3.7	.0002	0.86
	PE	5.0	3.0	-0.2	0.7	0.7	.0007	0.89
(7)	PG	6.3	0.5	0.4	0.9	2.0	.0122	0.63
	PB	3.7	0.06	0.6	0.8	2.7	.0024	0.72

Cuadro 2.3: Costrastes de especificación.

K=2	Traza		Máx.Autov.	
H_0	Estadíst.	V.C.(95 %)	Estadíst.	V.C. (95 %)
$r \leq 3$	0.270	3.760	0.270	3.760
$r \leq 2$	15.11	15.41	14.84	14.07
$r \leq 1$	35.11	29.68	19.99	20.97
$r \leq 0$	75.06	47.21	39.95	27.07

Cuadro 2.4: Contraste de cointegración.

β	CE	R	PE	PG	α	CE	R	PE	PG
	1.00	-2.31	1.75	-.75		.063	.098	-.051	-.187
	-.408	1.00	-.031	.25		.098	-.146	-.551	-1.638
	.442	-.180	1.00	.064		-.192	.034	-.031	-.417
	.088	-1.39	-1.97	1.00		.013	.004	.009	-.028

Cuadro 2.5: Matrices β y α normalizadas.

dad, unido al hecho de que el estadístico de máximo autovalor no permite rechazar $r \leq 1$, lleva a aceptar un sólo vector de cointegración ($r = 1$). El análisis de los gráficos de las relaciones de cointegración muestran que sólo la primera relación de cointegración parece estacionaria.

El cuadro 2.5 presenta las matrices de cointegración (β) y ajuste (α) normalizadas. La primera columna de la matrix β asociada al autovalor más alto nos define la única relación de cointegración existente. Esta relación puede ser interpretada como la relación de equilibrio de largo plazo para la demanda de electricidad

$$CE_t = 2.32 R_t - 1.75 PE_t + 0.75 PG_t + \epsilon_t.$$

Las magnitudes de las elasticidades de la renta y precios pueden resultar sorprendes si las comparamos con las obtenidas en los trabajos españoles referenciados

anteriormente. Sin embargo, debemos tener en cuenta que en esta ecuación estamos recogiendo exclusivamente la relación de equilibrio de largo plazo entre las distintas variables. En este sentido, el fuerte crecimiento experimentado por el consumo hasta mediados del año 75 no acompañado de modificaciones significativas de los precios puede justificar el resultado obtenido. Además, esos valores de las elasticidades son semejantes a los que presentan otros trabajos sobre demanda de electricidad relativos a otros países en los que se utilizan series temporales largas. Este es el caso de Houthaker-Taylor (1970), que obtienen una elasticidad precio en valor absoluto de 1.89 y elasticidad renta de 1.94, o el de Wilson (1971), con una elasticidad precio en valor absoluto de 2.00.

Por su parte, la primera columna de la matriz α presenta las ponderaciones con las que la ecuación de demanda de largo plazo entra en las cuatro ecuaciones del sistema, y que pueden interpretarse, en términos económicos, como la velocidad media de ajuste hacia el estado de equilibrio estacionario. En general, son bastante bajos, por lo que se puede concluir que las desviaciones de la senda de equilibrio son escasamente corregidas, dominando la dinámica de corto plazo. En todo caso, su significatividad será contrastada en la próxima sección.

2.3.2 Contraste de exclusión de variables de los vectores de cointegración.

La validación de la inclusión de variables en la relación seleccionada se presenta en el cuadro 2.6. El contraste de validación se realiza excluyendo una variable de todos los vectores de cointegración con objeto de comprobar si el comportamiento de largo plazo del sistema depende o no de la misma. Este contraste es especialmente interesante en el caso de la variable consumo de electricidad, pues si esta pudiese

Restricción	$\beta_{i1} = 0$	$\beta_{i2} = 0$	$\beta_{i3} = 0$	$\beta_{i4} = 0$	$\beta_{i1} = -\beta_{i2}$	$\beta_{i1} = -\beta_{i4}$
Estadíst.	4.61	4.63	10.50	5.91	4.16	0.90
$\chi^2(k)$	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)

Cuadro 2.6: Restricciones sobre β .

ser excluida de todos los vectores de cointegración se concluiría que no existe una relación de demanda de largo plazo.

Los resultados rechazan la hipótesis nula para todas las variables y, por tanto, podemos decir que ninguna de las variables puede ser excluida de todas las relaciones de cointegración, es decir, todas juegan un papel relevante en las relaciones de largo plazo que caracterizan la dinámica del sistema.

El cuadro 2.6 también se muestran algunos contrastes sobre restricciones lineales entre los parámetros de las variables. Uno de los resultados más interesante es que no puede ser rechazada la hipótesis de igualdad de elasticidad unitaria para el precio sustituto.

2.3.3 Dinámica de corto plazo.

En esta sección se presentan algunos contrastes sobre los elementos de la matriz α , los cuales miden la ponderación con la que cada ecuación del mecanismo de corrección de error entra en el modelo. Concretamente, un elemento genérico de la matriz α , α_{ij} , mide la fuerza de ajuste con la que la variable i del sistema reacciona a desviaciones de la j -ésima relación de equilibrio.

En primer lugar, se ha contrastado la posibilidad de especificar la función de

Restric.	$\alpha_{i1} = 0$	$\alpha_{i2} = 0$	$\alpha_{i3} = 0$	$\alpha_{i4} = 0$	$\alpha_{i2} = \alpha_{i3} = \alpha_{i4} = 0$	$\alpha_{i1} = \alpha_{i3} = \alpha_{i4} = 0$
Estad.	2.61	15.86	1.56	1.81	25.03	4.61
$\chi^2(k)$	(1)	(1)	(1)	(1)	(3)	(3)

Cuadro 2.7: Restricciones sobre α .

demanda considerando sólo la ecuación del consumo de electricidad del modelo de corrección de error. Este procedimiento será válido si las demás variables del sistema pueden considerarse débilmente exógenas, en cuyo caso se demuestra que la estimación uniecuacional de la demanda de electricidad es eficiente y no es preciso estimar el sistema en su conjunto. Como se muestra en el cuadro 2.7, sin embargo, la hipótesis conjunta $\alpha_2 = \alpha_3 = \alpha_4 = 0$ se rechaza significando que el consumo de electricidad no reacciona ante desviaciones de la relación de largo plazo, y que la dinámica de corto plazo domina completamente.⁷

Este resultado se confirma con el contraste de exogeneidad para las variables del sistema. En particular, si no podemos rechazar la hipótesis nula $H_0 : \alpha_{1j} = 0$, para todo $j = 1, \dots, r$, la variable i -ésima puede considerarse exógena y su dinámica de corto plazo no está afectada por desviaciones transitorias de las relaciones de equilibrio de largo plazo. El cuadro 2.7 resume los contrastes de exogeneidad débil de todas las variables del sistema. A excepción de la renta todas pueden ser consideradas exógenas.

Finalmente, en el cuadro 2.8 se presenta la relación de demanda de largo plazo cuando se imponen como restricciones los distintos contrastes de hipótesis aceptados, primero cada uno de ellos por separado, y después todos ellos de forma simultánea

⁷No se ha podido rechazar, sin embargo, la hipótesis conjunta $\alpha_1 = \alpha_3 = \alpha_4 = 0$ con lo que sería posible construir un modelo de mecanismo de corrección de error con la ecuación de renta, pero no es esta la variable objeto de estudio en este trabajo.

Rest.	—	$\beta_{i1} = -\beta_{i4}$	$\alpha_{i1} = 0$	$\alpha_{i3} = 0$	$\alpha_{i4} = 0$	$\alpha_{i1} = \alpha_{i3}$ $= \alpha_{i4} = 0$	$\beta_{i1} = -\beta_{i4}$ $\alpha_{i1} = 0$	$\beta_{i1} = -\beta_{i4}$ $\alpha_{i1} = \alpha_{i3}$ $= \alpha_{i4} = 0$
Estad.	—	0.90	2.61	1.56	1.81	4.61	4.70	8.64
$\chi^2(k)$		(1)	(1)	(1)	(1)	(3)	(2)	(4)
Autov.	0.760	0.752	0.737	0.746	0.744	0.717	0.716	0.673
β_1	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
β_2	-2.31	-2.46	-2.16	-2.36	-2.41	-2.25	-2.19	-2.38
β_3	1.75	2.32	1.71	1.39	1.39	1.30	2.72	1.81
β_4	-0.74	-1.00	-0.67	-0.72	-0.75	-0.66	-1.00	-1.00
α_1	0.063	0.049	0.00	0.086	0.72	0.00	0.00	0.00
α_2	0.098	0.063	0.11	0.132	0.115	0.150	0.059	0.101
α_3	-0.051	-0.041	-0.07	0.000	-0.019	0.00	-0.057	0.00
α_4	-0.187	-0.134	-0.206	-0.093	0.00	0.00	-0.139	0.00

Cuadro 2.8: Relación de largo plazo con distintas restricciones.

proporcionando la especificación de largo plazo finalmente seleccionada

$$CE_t = 2.38 R_t - 1.81 PE_t + 1.00PG_t + \epsilon_t,$$

que puede interpretarse como una función de demanda isoelástica, en la que se acepta una elasticidad unitaria para el precio de gasoleo y exogeneidad débil para todas las variables excepto la renta con un coeficiente de ajuste de 0.101.

La estabilidad de los parámetros de la relación de largo plazo ha sido contrastada mediante el procedimieto de estimaciones recursivas, y no se han encontrado cambios significativos en el valor de los mismos.

De todo lo anterior se deduce que la dinámica de corto plazo del consumo de electricidad puede ser analizada separadamente. Esto es lo que se ha hecho llegando

Param.	Variable	Valor	Std. Error	T-Value
w_1	R	.4203	.1405	2.99
w_2	PE	-.3026	.1924	-1.57
δ	PE	.5049	.3351	1.51
Φ	CE	.7068	.2263	3.12
Varianza residual: 0.180791E-02				
R^2 : 0.997				

Cuadro 2.9: Dinámica de corto plazo.

al siguiente modelo de función de transferencia

$$\Delta CE = w_1(1 + L + L^2 + L^3 + L^4)\Delta R_t + \frac{w_2 L^2}{1 - \delta L} \Delta PE_t + \frac{\epsilon_t}{1 - \Phi L},$$

en el que el consumo de electricidad aparece explicado en función de la renta y del precio propio, tomando las variables en diferencias.

En el cuadro 2.9 se presentan los valores de los parámetros. Se manifiesta una influencia de la variable renta con duración constante durante varios periodos produciendo un efecto acumulado de 2.10, significativo al 5%. La variable precio de electricidad comienza a afectar con dos periodos de retraso, haciéndose progresivamente menos importante. Su influencia total acumulada no llega al 0.6, y con un nivel muy bajo de significatividad. Una vez más se pone de manifiesto la fuerte inercia del consumo de electricidad, reflejando su dependencia (en el corto plazo) respecto al nivel de equipamiento eléctrico instalado. En cualquier caso, para un análisis más riguroso de la dinámica de corto plazo serían necesarios datos de carácter diario o mensual.

2.4 Conclusiones.

En este trabajo se especifica un modelo de demanda de largo plazo para el sector residencial español utilizando la metodología multivariante de cointegración. Más concretamente, se aplica el procedimiento de Johansen para sistemas cointegrados y se especifican relaciones de largo plazo entre consumo residencial de electricidad, renta neta disponible, precio de electricidad, precios de energías sustitutivas de la electricidad como el gasóleo y el butano, y temperatura como variable de control, encontrando una relación de demanda de largo plazo con características particulares.

En primer lugar, la relación de demanda de largo plazo presenta elasticidades renta y precio superiores a la unidad. Aunque este resultado difiere del encontrado en otros trabajos españoles, las cortas muestras utilizadas por estos, junto con la observación de las series de consumo y precios pueden justificarlo. Además, no difiere mucho de los obtenidos en trabajos de otros países en los que se utilizan series temporales largas como es el caso de Houthaker- Taylor (1970) que obtienen una elasticidad precio de 1.89, o el de Wilson (1971) con una elasticidad precio de 2.00.

En segundo lugar, se verifica la esperada inercia del consumo de electricidad de corto plazo al presentarse como débilmente exógeno, no corrigiendo las desviaciones respecto a la senda de equilibrio de largo plazo, y dominando completamente la dinámica de corto plazo.

Por último, en el corto plazo se confirma la fuerte inercia del consumo de electricidad, completamente dependiente del equipo instalado. En todo caso, para una mejor especificación de la dinámica de corto plazo serían necesarios datos diarios o mensuales.

2.5 Anexos

2.5.1 Orden de integrabilidad.

Con objeto de definir que variables son no estacionarias, realizamos en primer lugar un análisis univariante que determine el orden de integrabilidad de cada serie, y así, encontrar aquellas que puedan mantener una relación de equilibrio a largo plazo. Para ello se complementa el análisis tradicional de Box-Jenkins con la metodología de contrastes de raíces unitarias.

Respecto al consumo de electricidad per cápita (CE) se pueden diferenciar cuatro periodos. Un primer periodo 1959-64 en el que la tasa de crecimiento se sitúa en torno al 9%; el segundo periodo, 1965-72 es el de mayor crecimiento a una tasa media del 15%; el tercero 1973-80 refleja la primera de las crisis energéticas con un descenso apreciable del consumo; en el último periodo, 1981-88, se produce el mayor descenso en el crecimiento de consumo pasando a una tasa de poco más del 4%, siendo incluso negativa en los años 1982 y 1985.

La función de autocorrelación (FAC) del logaritmo de CE es característica de un proceso no estacionario. El elevado coeficiente de autocorrelación de primer orden (0.9), junto con el lento decaimiento del resto de coeficientes, y la existencia de un único coeficiente significativo en la función de autocorrelación parcial (FAP), son indicativos de que el CE es al menos integrable de orden 1.

Para contrastar la presencia de raíces unitarias en la parte autorregresiva (y, por tanto, la existencia de tendencia en la varianza) utilizamos el test de Dickey- Fuller (DF) y el test de Dickey-Fuller Aumentado (DFA). En los cuadros 2.10 y 2.11 se presentan los resultados de contrastar la hipótesis nula de que CE es integrado de orden dos $I(2)$ frente a la alternativa de que es integrado de orden uno $I(1)$. También

Variables	DF	DFA	VC	DW
Caso d=2				
CE	-4.42		-3.50	1.94
R	-2.80		-2.93	1.65
PE		-3.52	-1.95	2.08
PG		-2.86	-1.95	1.96
PB		-3.10	-2.93	2.01
TMI		-12.4	-3.5	1.96
Caso d=1				
CE		-2.85	-2.93	1.98
R		-2.63	-3.50	1.75
PE		-2.21	-2.93	2.09
PG		-0.45	-1.93	1.85
PB		-2.79	-3.50	1.85
TMI		-3.52	-2.93	2.07

Cuadro 2.10: Contrastes de orden de integrabilidad.

se presentan los resultados de contrastar $I(1)$ frente a $I(0)$. Los valores obtenidos para los estadísticos DF y DFA no permiten rechazar que sea $I(1)$, pero sí que sea $I(2)$.

En el caso de la renta disponible per cápita (R) se pueden observar tres periodos diferenciados. Un primero que transcurre entre 1959-74 en el que la renta crece a una tasa media importante. Un segundo periodo entre 1975-84 que refleja las consecuencias de la crisis al frenarse la tasa de crecimiento, siendo incluso negativa en algunos años. Y un tercer periodo a partir de 1985 en el que se aprecia una leve recuperación.

La FAC de la serie en niveles caracteriza un proceso no estacionario. La FAC de la primera diferencia presenta un primer valor alto y un decaimiento todavía

Variables	DF	DFA	DW
Caso d=2			
CE(n=4)	-5.816		2.08
CE(n=3)	-4.875		1.83
R(n=4)	-4.28		2.05
R(n=3)	-4.49		2.09
Caso d=1			
CE(n=3)	-1.478		2.26
R(n=2)		-3.872	2.32

Cuadro 2.11: Contraste de orden de integrabilidad con tendencias segmentadas en la media.

lento. Se pone de manifiesto la existencia de al menos dos medias por lo que parece aconsejable la intervención de la serie con una variable escalón.

El valor obtenido para el test de DF no permite rechazar que la serie de renta sea $I(1)$, pero tampoco puede rechazarse que sea $I(2)$ frente a $I(1)$. Sin embargo, los contrastes de orden de integrabilidad considerando tendencias segmentadas en media permiten rechazar perfectamente que la hipótesis de que sea $I(2)$.

Por lo que respecta a la variable precio de electricidad (PE) su evolución es bastante diferente a las de consumo y renta pues aunque su FAC es característica de un proceso no estacionario, no parece haber dudas sobre la estacionariedad de la primera diferencia. De hecho, una segunda diferenciación aumenta la varianza en más del 1300%. El test de DF no puede rechazar la integrabilidad de orden 1, mientras que si se rechaza integrabilidad de orden 2.

La variable precio de gasóleo (PG) presenta un gráfico en niveles con una evolución bastante irregular, y su FAC delata una clara falta de estacionariedad con un

primer coeficiente bastante alto y una convergencia lenta. Tomando una primera diferencia parece conseguirse un proceso estacionario. El test de DF confirma este resultado al no permitir rechazar que la serie sea $I(1)$, y rechazar que sea $I(2)$.

La serie de precio de butano (PB) presenta una evolución muy similar a la del precio de electricidad revelando un comportamiento no estacionario confirmado por el elevado primer coeficiente de la FAC y su lento decaimiento posterior. Tomando primeras diferencias se consigue estacionariedad. El contraste de raíces unitarias revela que no se rechaza la hipótesis nula de integrabilidad de primer orden, rechazándose la de segundo orden.

Por último, respecto a la variable temperatura (TMI) su gráfico en niveles parece estacionario, lo que confirma su FAC. También el contraste de DF apoya este resultado al rechazar que sea $I(1)$.

Del análisis anterior extraemos las siguientes conclusiones: en general, todas las variables pueden ser caracterizadas por procesos integrables de orden uno en sentido débil, salvo la variable de temperatura que es estacionaria; no hay evidencia en contra de que el consumo de electricidad y la renta disponible puedan representarse por procesos $I(1)$ con tendencias segmentadas en la media; las tres series de precios resultan $I(1)$.

2.5.2 Variables del sistema.

1. Consumo de electricidad residencial.

Obtenida a partir de la Estadística de la Industria de la Energía Eléctrica, editada por el Ministerio de Industria, que ofrece la energía distribuida por naturaleza de consumos: industriales, transportes, comercio y otros sectores, alumbrado público y usos domésticos. Esta estadística presenta una falta de homogeneidad a lo largo del período 1958-90. Concretamente, observamos dos cambios de estructura: en los años 67 y 80 se modifica el grado de desagregación sectorial pasando de 22 sectores en la primera parte, 32 en la segunda y 37 en la tercera. Esto nos ha obligado a utilizar un criterio de homogeneización que para el caso que nos ocupa (sector residencial) ha sido menos importante.

La mayor dificultad encontrada para la utilización de esta serie ha sido la no consideración en la primera parte de la Estadística (58-66) del sector residencial. Para recuperar esta información (30% de la muestra) hemos utilizado los datos que la propia Estadística recoge sobre consumo neto por tarifas. El método ha sido agregar el consumo asignado a aquellas tarifas asociadas a usos domésticos.

2. Renta Nacional Neta Disponible.

Serie procedente de Corrales y Taguas(1989), y se define como

$$RNND = PIB_{pm} - CCF + RANRM + RNPERM + TCDNRM + SUBNTPMRM$$

donde PIB_{pm} es el producto interior bruto a precios de mercado, CCF es el consumo de capital fijo, $RANRM$ es la remuneración de los asalariados neta del resto del mundo , $RNPERM$ son las rentas netas de la propiedad y la empresas procedentes del resto del mundo, $TCDNRM$ son las transferencias

corrientes diversas netas del resto del mundo y *SUBNTPMRM* son las subvenciones de explotación netas de impuestos sobre la producción e importación del resto del mundo.

3. Precio medio de electricidad.

Facilitada por UNESA la serie ha sido construida determinando el nivel de facturación y dividiéndolo por kWh consumidos, para aquellas tarifas que se han considerado como más relevantes para el uso doméstico.

Se debe destacar el problema de la oscuridad del sistema de tarifas, que hacen difícil asignar a cada grupo de consumidores una determinada tarifa o varias, y así, calcular el precio medio. Esta dificultad se ha visto incrementada por los cambios sufridos por la estructura tarifaria a lo largo de la muestra

4. Precio Gasóleo.

Serie de precio medio ofrecida por la Delegación del Gobierno en Campsa.

5. Precio Gasóleo.

Serie de precio medio ofrecida por Repsol Butano.

6. Temperatura.

La temperatura que hemos utilizado ha sido la temperatura media de las máximas de invierno porque para el periodo considerado el efecto temperatura se deja sentir más intensamente en invierno con la conexión de las calefacciones. Por tanto, no tenemos en cuenta el efecto aire acondicionado, bastante reciente, y con poca influencia en la muestra considerada.

2.5.3 Datos.

Año	CE	R	PE	PG	PB	TM
1959	11.02827	9.905786	0.620049	0.797507	2.341805	2.650165
1960	11.10714	9.915003	0.599038	0.864528	2.330865	2.735591
1961	11.26178	10.0253	0.572437	0.843001	2.309338	2.708271
1962	11.29035	10.10688	0.510965	0.787651	2.253988	2.744649
1963	11.37559	10.18526	0.429964	0.702565	2.168902	2.645062
1964	11.45812	10.22293	0.366139	0.636702	2.091434	2.718481
1965	11.63637	10.24307	0.253498	0.511928	1.914752	2.693035
1966	11.79259	10.32018	0.251302	0.451179	1.854002	2.748786
1967	11.96937	10.36398	0.222389	0.387796	1.79062	2.708741
1968	12.11289	10.41408	0.213418	0.341084	1.743908	2.711835
1969	12.28067	10.51215	0.208785	0.319835	1.722659	2.685328
1970	12.40307	10.55197	0.235365	0.26404	1.666864	2.670126
1971	12.49294	10.58773	0.234472	0.291436	1.608938	2.658021
1972	12.58414	10.66413	0.16425	0.211658	1.586653	2.668285
1973	12.64998	10.74114	0.133884	0.162096	1.498584	2.655472
1974	12.68857	10.78148	0.122414	0.51094	1.497143	2.665066
1975	12.76349	10.7656	0.154416	0.656784	1.524126	2.653734
1976	12.88073	10.77282	0.07772	0.528827	1.459172	2.693216
1977	12.88981	10.77745	-0.11047	0.309718	1.298973	2.687059
1978	12.98223	10.78756	-0.2609	0.129292	1.187617	2.738919
1979	13.07677	10.78422	-0.36199	0.349464	1.149305	2.741356
1980	13.16801	10.76994	-0.23432	0.956483	1.388598	2.722653
1981	13.19859	10.72056	-0.02606	1.221317	1.544114	2.688251
1982	13.18876	10.71897	0.057717	1.158214	1.577395	2.778081
1983	13.25608	10.72027	0.026026	1.192859	1.657612	2.702409
1984	13.32453	10.72853	0.0431	1.187674	1.700451	2.741769
1985	13.31196	10.75052	0.021051	1.197265	1.644085	2.710545
1986	13.37645	10.80573	0.051041	1.038995	1.466626	2.72992
1987	13.43851	10.87211	0.071163	0.781516	1.308678	2.743668
1988	13.45552	10.93003	0.081574	0.696301	1.225652	2.757762

Capítulo 3

Tarifas por duración para el consumo residencial de electricidad.

3.1 Introducción

Este capítulo plantea un modelo para el diseño de tarifas por duración para el mercado de electricidad. Este modelo es una adaptación del desarrollado por Oren, Smith y Wilson (1985) al caso en que la duración del consumo es aproximada por el nivel de utilización. Para ello, se considera un regulador interesado en la maximización del bienestar social definido como la suma de los excedentes de los consumidores, con la restricción de cobertura de costes por parte del productor. Con este modelo se calcula una tarifa óptima en dos partes para el nivel de utilización del sector residencial considerando varias hipótesis sobre la configuración del equipo de generación. Ello nos permitirá estimar el grado de optimalidad de la tarifa vigente y obtener una aproximación de algunas de las pérdidas de eficiencia provocadas por el marco regulatorio existente.¹

¹Dimopoulos (1981) para EE.UU y Buisán (1992) para España determinan una tarifa óptima en dos partes para el consumo residencial de electricidad sin considerar de forma explícita el problema de capacidad. Mitchel (1978) es otro ejemplo del cálculo de una tarifa óptima para el servicio telefónico.

Este análisis generaliza los resultados de la literatura sobre precios no lineales de un producto unidimensional al caso de un producto con varias dimensiones.² En el caso de la energía eléctrica existen dos dimensiones, potencia y duración. En este trabajo se demuestra que con el uso de niveles de utilización como aproximación de la duración el problema de determinación de precios óptimos es función del consumo de los individuos, y de esta forma los resultados de precios unidimensionales son totalmente aplicables.³

Adoptamos los supuestos comunes de la literatura de precios no lineales en el sentido de no considerar efectos renta, y de no ser posible la reventa del producto. El regulador puede supervisar la pauta de consumo de los individuos y conoce la distribución de tipos de consumidores y su estructura de preferencias. En particular consideramos que el regulador utiliza el concepto de nivel de utilización, definido como el ratio entre consumo y potencia contratada, como aproximación de la pauta de consumo de los individuos. La heterogeneidad de los consumidores viene representada por un parámetro unidimensional que satisface propiedades de monotonidad y autoselección.

La estructura del trabajo es la siguiente. En la segunda sección se presentan los conceptos básicos del modelo de precios de capacidad. La tercera sección adapta el modelo para el caso en que la duración se aproxime por niveles de utilización. En la cuarta sección se especifican los parámetros utilizados en el análisis empírico. La quinta sección está dedicada al calculo de la tarifa en dos partes por niveles de utilización para el sector doméstico y al análisis de eficiencia. Finalmente concluimos.

²Véase Wilson (1993).

³Véase Goldman, Leland y Sibley (1984), y Brown y Sibley (1986).

3.2 Conceptos básicos.

Curva de carga.

En los servicios como el eléctrico en los que la capacidad y oferta potencial son estables comparativamente con la demanda, es frecuente representar el consumo de los individuos en términos de la curva de carga que describe la demanda del consumidor a lo largo de un periodo de tiempo determinado (por ejemplo un día, un mes o un año). Generalmente, esta representación se hace con la demanda ordenada de mayor a menor formando lo que se conoce como curva monótona de carga (véase el gráfico 3.1).

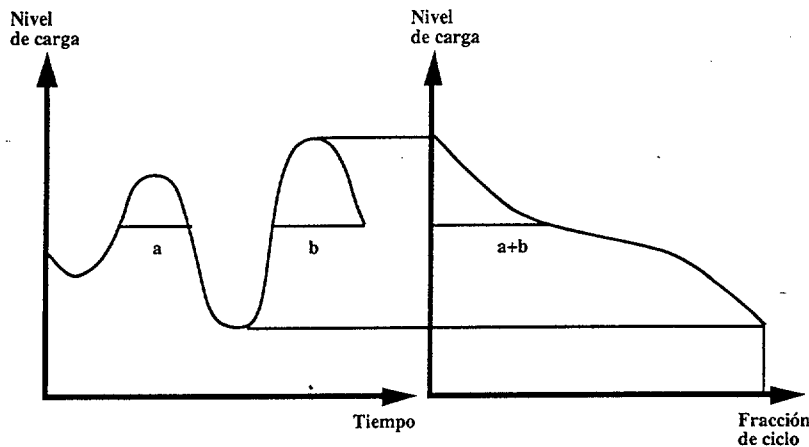


Gráfico 3.1: Curvas de carga y monótona de carga.

Los dos ejes de una curva de carga pueden ser interpretados como la tasa de consumo y la duración de tiempo, y sus magnitudes son referidas como capacidades. El nivel máximo de las capacidades representa, verticalmente, el nivel de máxima demanda del consumidor (“punta de demanda”), y horizontalmente, el intervalo máximo de tiempo en que opera el sistema (por ejemplo un año).

En el caso del consumo de energía eléctrica las dimensiones son potencia y duración, y la curva monótona de carga puede interpretarse como el número de horas $H(l)$ que la potencia demandada es al menos l , o como el nivel de potencia mas pequeño $L(h)$ que es demandado para una duración no superior a h horas (véase el gráfico 3.2). $H(\cdot)$ y $L(\cdot)$ son no crecientes, con $L(0)$ y $L(1)$ denotando la punta y base de la demanda respectivamente, suponiendo que la duración es expresada como una fracción del periodo horario considerado.

El area que queda por debajo de la curva de carga representa el conjunto de consumo Q en kilovatios-hora del individuo. En este sentido, la curva monótona de carga puede ser interpretada como una función de distribución que determina la probabilidad (en fracción de horas del ciclo) de que la potencia del individuo sea superior a un determinado nivel.

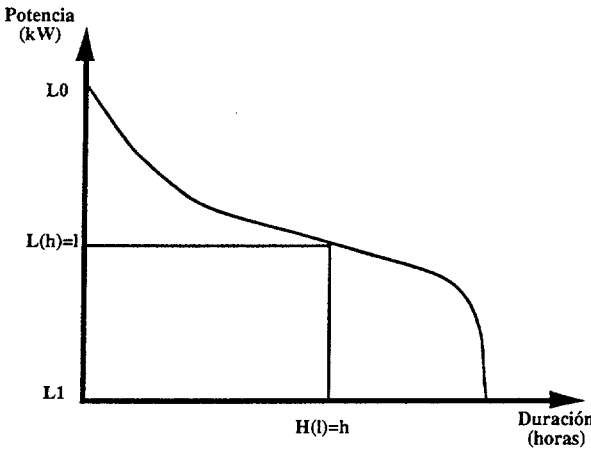


Gráfico 3.2: Curva monótona de carga.

Costes.

Para la determinación de los costes asociados a un conjunto de consumo Q determinado por una curva de carga de energía eléctrica debemos tener en cuenta la utilización de distintas tecnologías. En el caso lineal,

$$c_i(h) = f_i + v_i h$$

es el coste por kilovatio usando la tecnología i para una duración h , con f_i representando el coste unitario de capacidad (coste de amortización de equipo por kilovatio (kW) de potencia), y v_i el coste de operación por kilovatio-hora (kWh) consumido. Estos costes de capacidad y operación son tales que cada tecnología es la más eficiente para algún intervalo de duración, siempre que exista infinita divisibilidad.⁴

Proyectando el rango de eficiencia de cada tecnología sobre la curva monótona de carga podemos obtener la configuración óptima de capacidad, es decir, el número de kW de cada tecnología que deben ser instalados para suministrar las necesidades de energía del sistema. Así, como en el gráfico 3.3, si existen tres tecnologías perfectamente divisibles, la tecnología que tiene bajos costes de capacidad (tecnología I) será usada para satisfacer las puntas de demanda mientras que la tiene bajos costes marginales (tecnología III) será más apropiada para demandas de larga duración, quedando la tecnología intermedia (tecnología II) para los periodos de demanda media.

El coste total de satisfacer el conjunto de consumo Q , determinado por la curva monótona de carga, con la combinación óptima de tecnologías puede ser calculado

⁴Con infinita divisibilidad cada kilovatio es producido por una tecnología y, por tanto, un sistema configurado óptimamente no puede incluir tecnologías que estén dominadas ni por costes fijos ni por costes variables.

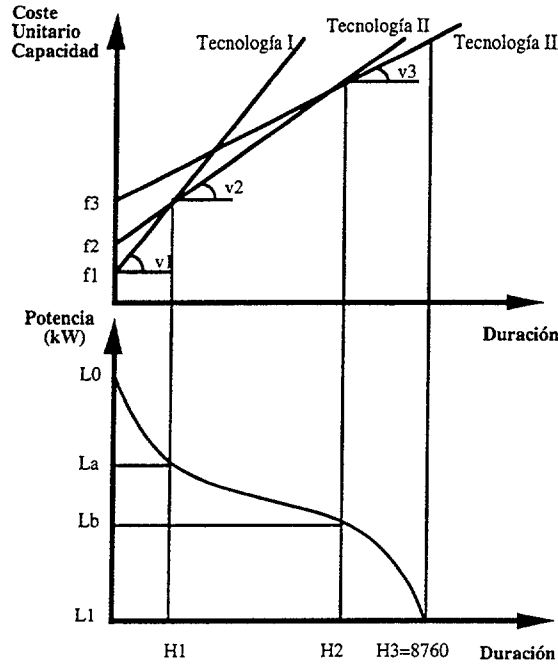


Gráfico 3.3: Composición óptima de tecnologías.

tramo a tramo usando las funciones de costes correspondientes a las tecnologías despachadas en cada rango. Debemos notar que el coste eficiente de operación de cualquier unidad de generación como función de la duración, está dado por la envolvente inferior de las funciones de costes individuales de cada tecnología. Esta envolvente puede ser interpretada como una función de costes no lineal de utilización de capacidad, y su convexidad refleja el hecho de que tecnologías con costes de operación más bajos son asignados a unidades de capacidad que son utilizadas mas tiempo. En el caso lineal la envolvente eficiente de costes será

$$e(h) = \min_i c_i(h)$$

donde $i(h)$ indica la tecnología eficiente para la duración h .

El coste total del conjunto de consumo cuando se consideran los tramos horizontales se obtienen sumando los costes originados por cada kilovatio de potencia utilizada que dependerán de la tecnología que los halla suministrado y de su du-

ración. Así, por ejemplo, en el gráfico 3.4 se recoge que un kilovatio de potencia l situado en el intervalo $L_b < l < L_a$ origina un coste de capacidad f_2 y un coste marginal de operación v_2 al ser suministrado por la tecnología II, que es la más eficiente para servir un kilovatio de duración h , $H_1 < h < H_2$. El coste total asociado a una curva de carga como la del gráfico 3.4, con una potencia demandada máxima de L , cuando intervienen tres tecnologías será

$$C(L) = C_0 + \int_{L_1}^{L_b} (f_3 + v_3 H(x)) dx + \int_{L_b}^{L_a} (f_2 + v_2 H(x)) dx + \int_{L_a}^L (f_1 + v_1 H(x)) dx$$

donde C_0 representa los costes fijos de carácter no productivo (administrativos, ...).⁵

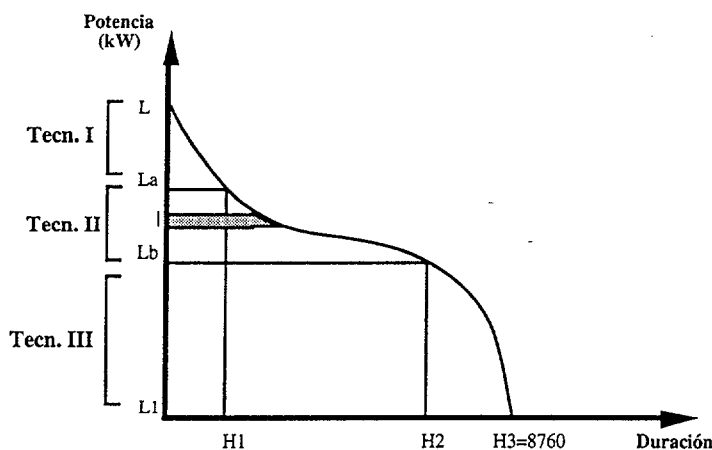


Gráfico 3.4: Agregación horizontal de costes de la curva de carga.

Tarifas por duración y el nivel de utilización.

Las tarifas por duración fijan los precios teniendo en cuenta el número de horas que es utilizado cada kilovatio de potencia demandado y, por tanto, toman como referencia los costes de los tramos horizontales de la curva de carga analizados en

⁵En el anexo se presenta el caso de la agregación de costes considerando tramos verticales.

la sección anterior. En este sentido las tarifas por duración tratan de adaptarse a la estructura de costes derivada del equipo de generación planificado para cubrir la curva de carga, y entonces, pueden considerarse como tarifas de largo plazo.⁶

La implementación directa de estas tarifas por duración requiere, no obstante, conocer la pauta de consumo exacta de cada consumidor a lo largo del tiempo, para lo que son necesarios sofisticados y caros medidores individuales. En algunos países este problema se ha resuelto usando como aproximación de la curva de carga individual al nivel de utilización que se define como el cociente entre el consumo y la potencia utilizada por el consumidor, y que presenta una relación directa con la pauta de consumo del individuo. Así, se encuentra que la proporción de consumo en el periodo de demanda punta es decreciente con el nivel de utilización, mientras que la proporción de consumo en periodo de demanda valle es creciente.

Por otra parte, el nivel de utilización resume en una variable (cantidad consumida) la información de las dos dimensiones de la energía, potencia y duración, lo que permite el diseño de tarifas basadas en el consumo del individuo exclusivamente. Esto también explica que en las tarifas por niveles de utilización no puedan considerarse separadamente precios de uso y capacidad, y que las distintas partes de la tarifa contribuyan a la cobertura de los costes de uso y capacidad.

No obstante, debe tenerse en cuenta que el uso del nivel de utilización como aproximación de la curva de carga incorpora dos importantes problemas. En primer lugar, puede estar tratándose de forma similar a dos consumidores que teniendo un mismo nivel de utilización pueden presentar una pauta de consumo diferente. En

⁶En el corto plazo la estructura de costes puede modificarse por variaciones en la demanda o en los costes de operación, por lo cual también son utilizadas tarifas por periodos de uso asociadas a la demanda real del sistema en cada periodo horario.

segundo lugar, como señala Wilson (1993), se está suponiendo que las demandas de los consumidores están sincronizadas con la demanda del sistema, por lo que se supone una capacidad suficiente para suministrar la potencia individual de cada consumidor. En la práctica, sin embargo, las demandas de los consumidores son bastante asincrónicas y, por tanto, el equipo que está ocioso para un consumidor puede ser usado para servir a otro consumidor, por lo que la capacidad total necesaria será inferior a la suma de las máximas potencias individuales demandadas.

3.3 Un modelo para tarifas por nivel de utilización.

Conjunto de consumo.

El uso del concepto de nivel de utilización para aproximar la duración de consumo de los kilovatios de potencia contratados por cada consumidor equivale a considerar como conjunto de consumo del individuo un rectángulo de altura igual a la potencia utilizada l y de base el nivel de utilización h_u (véase el gráfico 3.5).

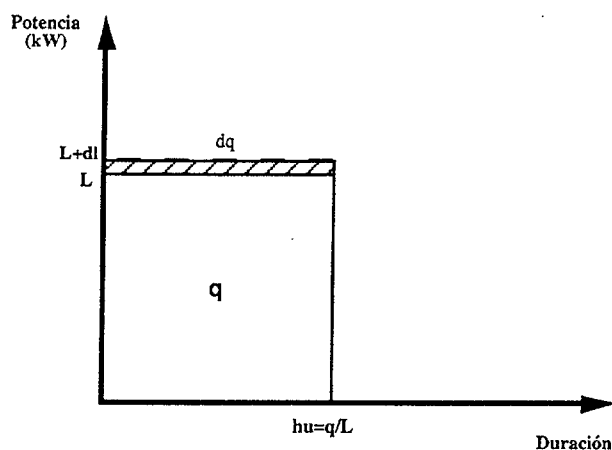


Gráfico 3.5: Curva monótona para un nivel de utilización.

Función de costes.

Consideramos la curva de carga rectangular $q = [h_u, L]$ que refleja el consumo correspondiente a L kilovatios de potencia contratada para una duración máxima h_u , la cuál es determinada como el cociente entre el consumo y la potencia utilizada, $h_u = \frac{q}{L}$.

El coste de suministrar el conjunto de consumo q cuando la configuración del parque de generación es óptima, es decir, cuando el consumo está suministrado completamente por la tecnología eficiente para la duración h_u es

$$C(L) = C_0 + L (f_i + v_i h_u),$$

donde f_i y v_i representan el coste unitario de capacidad y de operación de la tecnología eficiente para la duración h_u , L son los kilovatios de potencia utilizada, y C_0 los costes fijos no productivos.

Usando la definición del nivel de utilización ($h_u = \frac{q}{L}$), la función de costes puede expresarse como

$$C(q) = C_0 + m q.$$

donde m representa el coste marginal, y se define como

$$m = \left(\frac{f_i}{h_u} + v_i \right)$$

Así, para un nivel de utilización determinado y constante, h_u , los costes son función del consumo de kWh.

Estamos suponiendo de forma implícita que los consumidores no alteran su pauta de consumo y que, por tanto, la única posibilidad de incrementar su consumo procede de un incremento de su potencia contratada. Bajo este supuesto tiene sentido pensar

en el coste marginal como el incremento de coste producido por la contratación de un nuevo kW de potencia para ser consumido una duración h_u . Así, el coste marginal será la suma del coste de capacidad y operación de la tecnología eficiente, tal como se desprende de la función de costes presentada.⁷

Cuando el parque de generación no está configurado de manera óptima podemos encontrarnos, o bien que la tecnología responsable del suministro de la potencia para una determinada duración no es la más eficiente para la misma (el periodo de construcción y puesta en marcha de una central de generación es largo), o bien que los kW de potencia de la duración correspondiente son suministrados por varias tecnologías, en cuyo caso, los costes incurridos en el suministro de un conjunto de consumo q resultarán de agregar los costes incurridos por las distintas tecnologías utilizadas. Si suponemos que son utilizadas $j = 1, \dots, s$ tecnologías, con la tecnología s como la más eficiente para la duración h , los costes de suministrar un conjunto de consumo q serán

$$C(q) = C_0 + \sum_{j=1}^{s-1} \left(\frac{f_j}{h_u} + v_j - \frac{f_s}{h_u} - v_s \right) q_j + \left(\frac{f_s}{h_u} + v_s \right) q,$$

donde $q_j = h_u l_j$, para todo $j = 1, \dots, s-1$, son los consumos suministrados por las tecnologías $j = 1, \dots, s-1$, no eficientes para la duración h . El segundo término del miembro de la derecha de la ecuación representa el coste incremental derivado del uso de las tecnologías no eficientes para la duración h_u .⁸

Las demandas individuales.

La heterogeneidad de los consumidores tiene un papel central en precios no lineales porque el esquema de pago óptimo está diseñado para inducir autoselección entre los

⁷Este supuesto parece bastante razonable para el sector residencial que posee una pauta de consumo homogénea y constante.

⁸Este es el caso del suministro de electricidad al sector residencial español en 1993 que se estudia en la próxima sección.

consumidores. Estas diferencias quedan reflejadas en sus consumos, y de esta forma se trata de incrementar eficiencia haciendo que los consumidores paguen precios distintos en función de sus consumos. Esta heterogeneidad viene representada por el parámetro $\theta \in [\underline{\theta}, \bar{\theta}]$, caracterizado por una función de distribución $F(\cdot)$. De esta forma, suponemos que las preferencias de los consumidores pueden representarse por una función de utilidad

$$U(q, \theta),$$

donde $q = [h_u, L]$ es la cantidad consumida por un individuo con un nivel de utilización h_u y que utiliza L kilovatios de potencia.

Suponemos que las funciones de demanda individuales que se derivan de la función de utilidad son isoelásticas, y dependen del precio p que pagan por cada unidad consumida, y del parámetro θ que identifica el tipo de consumidor

$$q(p, \theta) = a\theta p^{-b},$$

donde a es un parámetro de escala y b representa la elasticidad precio. Nótese que las demandas están ordenadas de acuerdo al parámetro θ de forma que si cada consumidor consume según sus preferencias, a medida que se valora más el bien (mayor valor para θ) se consume una cantidad mayor.

Distribución de tipos.

Suponemos que la distribución de abonados puede ser representada por una función de densidad compuesta por dos partes, una lineal y otra Pareto,

$$f(\theta) = \begin{cases} r(\theta - \theta_a) & \text{si } \theta_a < \theta < \theta_0 \\ s\theta^{-\alpha-1} & \text{si } \theta_0 < \theta < \infty, \end{cases}$$

donde θ_a puede presentar cualquier valor entre $\underline{\theta}$ y θ_0 , y donde $s = \alpha k^\alpha$.

El bienestar social.

El excedente bruto de consumidor para cada abonado se define en función del consumo q y del parámetro θ como

$$S(q, \theta) = \int_0^q p dq = \frac{b}{b-1} a^{1/b} \theta^{1/b} q^{(b-1)/b}.$$

Si $T(q)$ es el pago realizado por consumir q unidades del bien, el excedente neto se define como la diferencia entre el excedente bruto y el pago,

$$S(q, \theta) - T(q).$$

El bienestar social derivado del consumo del producto se define como la suma ponderada del valor monetario de los excedentes netos de todos los abonados

$$W = \int_{\theta_*(T)}^{\infty} [S(q, \theta) - T(q)] u'(\theta) f(\theta) d\theta,$$

donde la ponderación para cada abonado $u'(\theta) = \theta^{-\eta}$ es función del parámetro θ y presenta una elasticidad constante η , por lo que, cuanto mayor es el parámetro η mayor es la ponderación asignada al bienestar de los individuos con bajos niveles de consumo. El parámetro θ_* identifica al consumidor marginal que se muestra indiferente entre consumir y no consumir con la tarifa aplicada.

Tarifa óptima.

Suponemos una empresa regulada que produce electricidad como único bien. Esta empresa debe satisfacer la restricción de que los ingresos totales cubran los costes totales mas una cantidad exógenamente determinada, B , que puede ser positiva, en concepto de beneficio, nula cuando la empresa debe autofinanciarse estrictamente, o negativa cuando están permitidas las subvenciones estatales. El objetivo de la

empresa regulada es maximizar el bienestar social. La tarifa óptima se deriva, por tanto, de resolver el problema consistente en maximizar el bienestar social

$$W = \int_{\theta_*(T)}^{\infty} [S(q, \theta) - T(q)] u'(\theta) f(\theta) d\theta,$$

sujeto a la restricción de beneficios de la empresa

$$\int_{\theta_*(T)}^{\infty} T(q(p, \theta)) f(\theta) d\theta - C(Q) - B = 0,$$

y a que el tipo marginal θ_* obtenga un excedente neto no negativo

$$S(q, \theta_*) - T(q(p, \theta_*)) \geq 0.$$

Por definición

$$Q = \int_{\theta_*(T)}^{\infty} q(p, \theta) f(\theta) d\theta.$$

3.4 Especificación de los parámetros.

Para el cálculo de una tarifa óptima por nivel de utilización para el consumo residencial de electricidad se han tomado los datos de consumos, ingresos y precios referidos a la tarifa 2.0 del año 1993 (véase el anexo). Esta tarifa está dirigida a abonados con potencias contratadas entre 0.77 kW y 15 kW, prácticamente la totalidad de consumidores residenciales. En el año 1993 había más de 17 millones de abonados en la tarifa 2.0 que representaban mas del 93 % del número total de abonos, con una potencia contratada superior a 60690 megavatios (MW) y un consumo aproximado de 36920 millones de kWh a lo largo de todo el año, el 28.8% del consumo total. El total de facturación derivado de esta tarifa superó los 747340 millones de pesetas, lo que significó un 40 % de la facturación total de energía eléctrica.

Nivel de utilización residencial.

Para el cálculo del nivel de utilización del sector residencial, considerando una pauta de consumo similar para todos los abonados de la tarifa 2.0., teniendo en cuenta que la potencia facturada representa el 61.61 por ciento de la potencia facturada total, adoptamos como potencia utilizada básica 14780 MW, que representa el 61.61 por ciento de la máxima potencia demandada en 1993. De esta forma, dado el consumo de 36920 gigavatios-hora (GWh) del sector residencial en 1993 se obtiene un nivel de utilización de 2498 horas.

Costes.

Durante 1993 la cobertura de la demanda de electricidad se efectuó con un sistema de generación mixto térmico-hidráulico, en el que la potencia hidráulica instalada representaba un 31.72 % de la potencia instalada total, con una producción próxima al 18 por ciento de la producción total.

La tecnología hidráulica del sistema eléctrico español desempeña la función de regular el sistema cubriendo las puntas de demanda en todos los periodos horarios. Por ello, no se puede decir que la tecnología hidráulica sea responsable de un nivel de utilización determinado, y en este sentido no se pueden asignar sus costes a un consumo particular, sino que todos los consumidores, cualquiera que sea su nivel de utilización, son responsables de la cobertura de sus costes. De esta forma, teniendo en cuenta que el consumo de la tarifa 2.0 en 1993 representó el 28.8 % del consumo total, suponemos que el 28.8 % de la producción hidráulica (6705 MWh) ha estado dedicada a la cobertura de la demanda residencial.

Respecto al equipo térmico, el sistema eléctrico español dispone de varios tipos de tecnologías: nuclear, carbón y fuel-gas. Todas ellas participaron en la cobertura

Tecnol.	Pot.Inst. (MW)	C.Capac. (pts/kW)	C.Operac. (pts/kWh)	Produc. (GWh)
Nuclear	7401	46977	1.2494	53538
Hulla	5961	13691	5.6351	28976
L.Pardo	1950	20674	5.1593	11960
L.Negro	1450	20793	5.8228	8178
C.Import.	1314	17404	3.2560	8601
Fuel-Gas	7910	4732	4.5871	1795
Hidraul.	16996	7900	0.7499	23282

Cuadro 3.1: Datos de las tecnologías utilizadas en la cobertura de la curva de carga de 1993.

de la demanda de electricidad en 1993.

En el cuadro 3.1 se presentan las características más importantes del equipo de generación instalado en 1993, así como su producción. Los costes de capacidad son obtenidos considerando los costes estándares de amortización y retribución, y los costes fijos de operación y mantenimiento fijados por el Marco Legal Estable (véase el capítulo introductorio) para cada central de generación activa. Los costes variables corresponden a la suma de los costes de combustible, y los costes variables de operación y mantenimiento.⁹.

Elasticidad precio de demanda.

Tomando los resultados obtenidos en la estimación de la demanda de electricidad para usos domésticos presentada en el capítulo anterior, la elasticidad precio de largo

⁹Para el cálculo de estos costes se han considerado todas las centrales activas en 1993, algunas de las cuáles superaban su vida útil y presentaban un valor actualizado bruto nulo.

plazo es aproximadamente igual a -1.8.

Distribución de tipos: ajuste pareto-lineal.

Para la estimación de la distribución de tipos, teniendo en cuenta que la tarifa vigente es una tarifa en dos partes y, por tanto, autoselectiva, utilizamos las frecuencias observadas de consumos correspondientes a 1993 que aparecen distribuidas en un espacio muestral dividido en 29 tramos, todos con amplitud 500 (correspondiente a 500 kWh), excepto el último que incluye todos los abonados con un consumo superior a 14000 kWh (véase anexo). Llamaremos a estas frecuencias observadas f_i , $i = 1, \dots, 29$.

Postulamos como distribución teórica para la distribución de tipos, una distribución pareto-lineal, que se define como

$$f(\theta) = \begin{cases} r(\theta - \theta_a) & \text{si } \theta_a < \theta < \theta_0 \\ \alpha k^\alpha \theta^{-\alpha-1} & \text{si } \theta_0 < \theta < \infty, \end{cases}$$

que debe cumplir las siguientes condiciones

$$r(\theta_0 - \theta_a) = \alpha k^\alpha \theta_0^{-\alpha-1}$$

$$\int_{\theta_a}^{\theta_0} r(\theta - \theta_a) d\theta + \int_{\theta_0}^{\infty} \alpha k^\alpha \theta^{-\alpha-1} = 1,$$

a partir de las cuáles es posible definir

$$r = r(\theta_0, \alpha) = 2(\theta_0 - \theta_a)^{-1}(\theta_0 - \theta_a + 2\theta_0\alpha^{-1})^{-1}$$

$$k = k(\theta_0, \alpha) = (2\theta_0^{\alpha+1}\alpha^{-1})^{1/\alpha}(\theta_0 - \theta_a + 2\theta_0\alpha^{-1})^{-1/\alpha},$$

con lo que la función de densidad $f(\theta)$ sólo dependerá de los parámetros θ_0 y α .¹⁰

¹⁰La utilización de esta forma funcional permite simplificar la función de bienestar social a maximizar. Cualquier otra forma funcional complicaría excesivamente el cálculo de la tarifa, y no cambiaría sustancialmente los resultados.

La función de distribución asociada será

$$F(\theta) = \begin{cases} \frac{\tau}{2}(\theta - \theta_a)^2 & \text{si } \theta_a < \theta < \theta_0 \\ k^\alpha(\theta_0^{-\alpha} - \theta^{-\alpha}) + \frac{\tau}{2}(\theta_0 - \theta_a)^2 & \text{si } \theta_0 < \theta < \infty. \end{cases}$$

Para hacer compatible la distribución continua teórica $F(\theta)$ con la información muestral de naturaleza discreta, se calculan las probabilidades teóricas que $F(\theta)$ asigna a cada uno de los 29 tramos de renta para los que existen frecuencias observadas. Sean estas probabilidades teóricas p_i , $i = 1, \dots, 29$. Su expresión general en términos de $F(\theta)$ será

$$p_i(\theta_0, \alpha) = F_{\theta_0, \alpha}(\theta_{i+1}) - F_{\theta_0, \alpha}(\theta_i),$$

que dependen de los parámetros θ_0, α , puesto que de ellos depende $F(\theta)$.

Tras la discretización, el espacio de hogares puede ser entendido como un espacio discreto con 29 puntos en el que hay definida una función de masa de probabilidad paramétrica (p_1, \dots, p_{29}) , que dependen de θ_0, α . También se dispone de las frecuencias observadas para cada uno de esos puntos (f_1, \dots, f_{29}) .

Si alguno de los parámetros de los que depende la distribución teórica discreta no es conocido, es posible plantear su estimación por máxima verosimilitud. Un procedimiento alternativo es la minimización del estadístico χ^2 del contraste de bondad de ajuste de las frecuencias observadas f_1, \dots, f_{29} a las probabilidades teóricas p_1, \dots, p_{29}

$$T(\theta_0, \alpha) = n \sum_{i=1}^{29} \frac{(f_i - p_i)^2}{p_i},$$

y que resulta asintóticamente equivalente a la estimación de máxima verosimilitud.¹¹

¹¹Véase, por ejemplo, Peña (1986), apéndice 6 A, pp. 414-416, tomo I.

Por tanto, la función a minimizar sobre los parámetros desconocidos (θ_0, α) será

$$\Psi(\theta_0, \alpha) = \sum_{i=1}^{29} \frac{(f_i - p_i(\theta_0, \alpha))^2}{p_i(\theta_0, \alpha)}.$$

Los parámetros estimados deben ser compatibles con el modelo y los datos observados. En este sentido, debemos tener en cuenta que el término constante de la función de demanda, a , depende de (θ_0, α) al derivarse de la relación

$$Q_0 = N \int_{\theta_a}^{\theta_0} a \theta p_0^{-b} r(\theta - \theta_a) d\theta + N \int_{\theta_0}^{\infty} a \theta p_0^{-b} \alpha k^\alpha \theta^{-\alpha-1} d\theta,$$

donde Q_0 es el nivel de consumo anual con la tarifa vigente, tarifa en dos partes con una cuota fija A_0 y un precio marginal p_0 .

De esta forma, a se puede expresar en función de (θ_0, α) como

$$a = \frac{Q_0 p_0^b N^{-1}}{I(\theta)}.$$

con $I(\theta) = \int_{\theta_a}^{\infty} \theta f(\theta) d\theta$.

Así, los parámetros (θ_0, α) deben dar lugar a un valor del término a compatible con el nivel de participación asociada a la tarifa vigente. En particular, si θ_a es el individuo más pequeño que participa con la tarifa vigente, su excedente neto tiene que ser positivo. Es decir,

$$S^N = S(q_0, \theta_a) - p_0 q(p_0, \theta_a) - A_0 = \frac{a}{b-1} \theta_a p_0^{1-b} - A_0 \geq 0,$$

donde $p_0 = 15.02$ ptas/kWh y $A_0 = 2725.74$ ptas son el precio marginal y la cuota fija de la tarifa vigente.¹²

¹²La cuota fija ha sido obtenida calculando el término de potencia anual de la tarifa 2.0 para un consumidor con potencia contratada igual a la potencia media utilizada, 0,85715 kW.

Parámetros estimados	θ_0	α	θ_a	r	k	Estad. (χ^2)
	1314.62	1.2018	239.95	5.705e-7	942.751	20.26(37.7)

Cuadro 3.2: Parámetros estimados de la distribución de consumos.

Con la función de demanda definida antes, θ puede definirse como $\theta = \frac{qp^b}{a}$, y sustituyendo en la ecuación anterior debe verificarse que

$$\frac{q_a p_0}{b-1} - A_0 \geq 0,$$

Teniendo en cuenta que q_a , el consumo del tipo más pequeño con la tarifa vigente fué de 200 kWh, esta restricción se verifica siempre.

Los resultados de la estimación utilizando la muestra disponible son presentados en el cuadro 3.2.¹³

3.5 Tarifa óptima y bienestar.

Con objeto de realizar comparaciones de eficiencia con la tarifa vigente planteamos como estructura de precios una tarifa en dos partes, $T(q) = A + pq$, definida por un precio marginal constante, p , y una cuota fija, A . Con las formas funcionales propuestas en la sección anterior, el bienestar social derivado del producto cuando los consumidores se enfrentan a una tarifa en dos partes puede expresarse como

$$W = \int_{\theta_*(A,p)}^{\theta_0} \left[\frac{a}{b-1} \theta p^{1-b} - A \right] \theta^{-\eta} r(\theta - \theta_a) d\theta \\ + \int_{\theta_0}^{\infty} \left[\frac{a}{b-1} \theta p^{1-b} - A \right] \theta^{-\eta} s \theta^{-\alpha-1} d\theta.$$

¹³Para la estimación de los parámetros se ha utilizado una subrutina FORTRAN de minimización con funciones de penalización para las restricciones.

El beneficio puede ser definido como

$$B = A \int_{\theta_*(A,p)}^{\theta_0} r(\theta - \theta_a) d\theta + A \int_{\theta_0}^{\infty} s\theta^{-\alpha-1} d\theta + pQ - C(Q),$$

donde Q representa el producto total consumido y se define como

$$Q = \int_{\theta_*(A,p)}^{\theta_0} a\theta p^{-b} r(\theta - \theta_a) d\theta + \int_{\theta_0}^{\infty} a\theta p^{-b} s\theta^{-\alpha-1} d\theta.$$

Si se quiere determinar una tarifa que permita analizar el grado de optimalidad de la tarifa vigente debe considerarse el equipo de generación utilizado en 1993. Este es el ejercicio presentado en la primera parte de esta sección en el que se determina la tarifa óptima considerando el orden de cobertura de carga de 1993, y un nivel máximo de consumo determinado por la sobrecapacidad del sistema asignado al sector residencial. En este apartado también se calcula la tarifa óptima que surgiría de la utilización eficiente del equipo de generación no adaptado de 1993.¹⁴

Para el cálculo de una tarifa óptima para el nivel de utilización residencial se deben considerar, sin embargo, los costes de un equipo de generación compuesto por las tecnologías del mercado más eficientes para la cobertura de la curva de carga del sistema (equipo de generación adaptado). Esto permitirá obtener una aproximación de las ineficiencias derivadas del funcionamiento de un sistema no óptimo. Para ello es necesario, no obstante, tener en cuenta la evolución del sector eléctrico español con una fuerte inversión en centrales de fuel-gas en los años 60 y 70, que tras la crisis del petróleo dejan de funcionar, y que en la actualidad, con el cambio en los precios internacionales, vuelven a ser eficientes en el parque de generación activo. Por ello, el parque actual de generación está compuesto mayoritariamente por centrales

¹⁴Con equipo no adaptado se quiere significar que el equipo de generación no contiene el conjunto de tecnologías más eficientes para la cobertura de la demanda del sistema.

muy antiguas, algunas de las cuáles sobrepasan su vida útil y están totalmente amortizadas, lo que se traduce en una infravaloración del coste de capacidad del equipo de generación. Por ello, en este apartado se calcula también una tarifa óptima para el sector residencial considerando datos de costes más actuales para las distintas tecnologías.

En el segundo apartado de esta sección se obtiene una tarifa óptima para el sector residencial considerando un equipo de generación perfectamente adaptado, es decir, un equipo que incorpora las tecnologías más eficientes del mercado para la cobertura de la demanda, y funcionando óptimamente.

3.5.1 Equipo de generación no adaptado.

Considerando el orden de cobertura de la curva de carga del sistema en 1993, las producciones asignables al sector doméstico son las correspondientes a las tecnologías hidráulica (6705 GWh), de fuel-gas (1795 GWh), carbón importado (8601 GWh), lignito negro (8178 GWh) y lignito pardo (11641 GWh), con el fuel-gas como tecnología marginal.¹⁵ Utilizando la ecuación de costes para un parque de generación no configurado óptimamente presentada en la sección anterior, el coste marginal del suministro es 6.75 pesetas, suma del coste de capacidad por kilovatio de potencia de fuel-gas instalado y del coste variable de operación. El coste medio por abonado derivado del uso de tecnologías no eficientes para el nivel de utilización residencial es de 8650 pesetas. Los costes fijos no productivos mas beneficios asociados al consumo doméstico se derivan de la diferencia entre los ingresos obtenidos por la tarifa y los costes de capacidad y uso asociados, y que en el año 1993 alcanzaron la cifra de 11783 pesetas por abonado.

¹⁵Suponemos que la producción hidráulica es siempre la máxima posible en cada momento, y que cualquier incremento de consumo es suministrado por la tecnología térmica marginal.

Parámetro	Item	Valor
Elast. precio	b	1.8
Coste marginal(pts/kWh)	c	6.75
Elast. Pareto	α	1.2018
Cte. demanda	a	109.3764
Consumo Medio (kWh)	\bar{q}	2141.15
Nivel de utiliz.(hrs.)	h_u	2498
Pot. utiliz. media (kW)	\bar{l}	0.8572
Tipo pequeño	θ_a	239.9452

Cuadro 3.3: Parámetros del caso base.

En el cuadro 3.3 se presentan los valores de los parámetros del caso base.

El cuadro 3.4 presenta los precios óptimos (p, A) para las tarifas vigente (v), óptima (o) y con servicio universal (s) para distintos valores de la elasticidad constante de la ponderación del bienestar, cuando consideramos la configuración no óptima del equipo de generación utilizado en la cobertura de carga de 1993. La tarifa con servicio universal maximiza el bienestar sin excluir a ninguno de los abonados con consumo positivo con la tarifa vigente. Por tanto, el coste marginal seguirá siendo de 6.75 y el coste fijo por abonado de 10678.¹⁶ En todos los casos se ha determinado un límite a la potencia máxima demandada por el sector residencial asignando al mismo una proporción de la sobrecapacidad del sistema similar a la proporción que representa la potencia contratada de la tarifa 2.0 sobre la potencia contratada total. Este límite de capacidad se traduce en un máximo consumo por abonado de 3183 kWh.

¹⁶Los parámetros fueron derivados para cada caso con subrutinas de minimización multivariante usando la librería IMSL, y las tarifas se calcularon con el programa GAMS.

Suponemos que el cambio en precios induce alteraciones en el consumo pero no en la estructura de consumo, es decir, el nivel de utilización no se modifica.

Tarifa $q_{max} = 3183$	p (pts/kWh)	A (pts)	Partic. (%)	\bar{q} (kWh)	\bar{l}	\bar{W}
$\eta = 0$						
v	15.02	2725	100.00	2141.15	0.857	37539
o=s	12.051	3561	100.00	3183.00	1.274	44470
$\eta = 2.91$						
v=o=s	15.02	2725	100.00	2141.15	0.857	1.4408E-5

Cuadro 3.4: Tarifas con equipo no adaptado y funcionamiento ineficiente.

En el cuadro 3.4 también se presentan el nivel de participación y los niveles medios de consumo (\bar{q}), potencia (\bar{l}) y bienestar (\bar{w}).

Cuando el regulador sólo se preocupa del problema de eficiencia otorgando en la función de bienestar la misma ponderación a todos los consumidores ($\eta = 0$), con una estructura de precios similar a la vigente es posible alcanzar un mayor nivel de eficiencia reduciendo el precio marginal e incrementando la cuota fija, y manteniendo el mismo nivel de participación.

Por su parte, mayores valores de η conceden una mayor importancia a consideraciones de tipo distributivo introduciendo en la función de bienestar social una mayor ponderación para pequeños niveles de consumo (asociados posiblemente a menores niveles de renta). Para un valor suficientemente alto de esta ponderación ($\eta = 2.91$) la tarifa vigente llega a ser óptima.

Sin embargo, las ganancias de eficiencia derivadas de una tarifa óptima se ven limitadas por el nivel máximo de capacidad impuesto. De hecho, en el cuadro 3.5 se presentan las tarifas óptima y con servicio universal para distintos niveles de

q_{max}	Tarifa	p (pts/kWh)	A (ptas)	Partic. (%)	\bar{q} (kWh)
4183	o	10.354	5360	99.994	4183
	s	10.633	4950	100.00	3986
5183	o	9.190	7810	99.726	5183
	s	10.633	4950	100.00	3986
6183	o	8.326	10802	98.939	6183
	s	10.633	4950	100.00	3986
7183	o	7.649	14335	97.475	7183
	s	10.633	4950	100.00	3986
8183	o	7.155	17989	95.437	8064
	s	10.633	4950	100.00	3986

Cuadro 3.5: Tarifas para distintos niveles de capacidad máxima.

capacidad máxima, y el cuadro 3.6 analiza las ganancias de eficiencia para todos los caso considerados cuando la ponderación de la función de bienestar es $\eta = 0$.

Cuando la capacidad máxima viene dada por el equipo instalado la tarifa óptima incrementa el bienestar en más de un 18%, manteniendo servicio universal. Estas ganancias de bienestar son crecientes con el límite de capacidad, llegando a alcanzar el 47% cuando la capacidad máxima es alta. Sin embargo, debemos tener en cuenta que el nivel de participación correspondiente a esta tarifa se reduce respecto al de la tarifa vigente, no llegando en el caso de mayor capacidad al 95.5%, lo que viene a significar que más de 780000 abonados dejan de consumir. En cualquier caso, la tarifa con servicio universal permite alcanzar mejoras de eficiencia del 28.30 ciento respecto a la tarifa vigente, y mantiene el mismo nivel de participación.

q_{max}	\bar{W} (vigente)	\bar{W} (óptima)	$\Delta\bar{W}$ (%)	\bar{W} (serv.univ.)	$\Delta\bar{W}$ (%)
3183	37539	44470	18.46	44470	18.46
4183	37539	48904	30.27	48161	28.30
5183	37539	51934	38.35	48161	28.30
6183	37539	53919	43.63	48161	28.30
7183	37539	55041	46.62	48161	28.30
8183	37539	55363	47.48	48161	28.30

Cuadro 3.6: Variaciones de bienestar derivadas de las nuevas tarifas para distintos valores de la capacidad máxima.

Caso	b	c	α
Base	1.8	6.75	1.2018
b^-	1.7	6.75	1.2018
b^+	1.9	6.75	1.2018
c^-	1.8	6.4	1.2018
c^+	1.8	7.1	1.2018
α^-	1.8	6.75	1.1518
α^+	1.8	6.75	1.2518

Cuadro 3.7: Valores de los parámetros de los casos considerados.

Con objeto de comprobar los efectos del valor de los parámetros relevantes sobre las diferencias de eficiencia, en el cuadro 3.7 se presentan varias hipótesis sobre el valor de dichos parámetros que permiten hacer análisis de estática comparativa.

El cuadro 3.8 presenta las tarifas óptima y con servicio universal, así como el nivel de participación y los niveles medios de consumo y potencia para las distintas hipótesis, cuando se adopta el límite máximo de capacidad, y considerando una ponderación de los excedentes $\eta = 0$. El caso b^- calcula una tarifa con una elasti-

Caso	Tarifa	p (pts/kWh)	A (ptas)	Partic. (%)	\bar{q} (kWh)	\bar{l} (kW)
b^-	o	7.488	16203	94.570	6925	2.722
	s	10.643	5462	100.00	3846	1.539
b^+	o	6.839	20379	96.147	9472	3.791
	s	10.473	4617	100.00	4248	1.700
c^-	o	6.776	18675	95.526	8896	3.561
	s	9.959	5216	100.00	4486	1.795
c^+	o	7.530	17318	95.395	7354	2.943
	s	11.253	4731	100.00	3601	1.441
α^-	o	7.126	18219	95.395	8123	3.251
	s	10.633	4950	100.00	3987	1.596
α^+	o	7.181	17789	95.465	8013	3.207
	s	10.633	4950	100.00	3987	1.596

Cuadro 3.8: Tarifas óptimas para distintos valores de los parámetros cuando $\eta = 0$.

cidad precio más pequeña. Tal como se espera, una menor elasticidad precio de la demanda significa que una reducción del precio afectará menos a la cantidad consumida, y una cuota fija más alta es necesaria para que se recuperen los costes. El precio marginal resulta más alto y la cuota fija menor que en el caso de referencia. En el mismo sentido, una elasticidad más alta (caso b^+) supone un incremento de consumo superior al caso base ante una reducción del precio marginal, y la tarifa resultante presenta un precio marginal inferior, y un mayor nivel de participación. La tarifa con servicio universal presenta una evolución un poco diferente al estar condicionada por la restricción de plena participación.

Por lo que se refiere al coste marginal observamos que cuanto mayor es su diferencia con el coste medio definido como el cociente entre el coste total y el consumo asociado al sector residencial, mayor es la necesidad de imponer un precio unitario más cercano al coste marginal, y cumplir la restricción presupuestaria con una cuota

fija más alta. A medida que crece el coste iguales, el precio marginal se iguala al coste marginal, suponiendo la imposibilidad de una cuota fija negativa.

Por último estudiamos la evolución de la tarifa ante variaciones de la elasticidad de Pareto de la distribución de consumos α . Una alta elasticidad obliga a una reducción de la cuota fija e incrementa el precio marginal, mientras que valores bajos de α permiten acercar el precio unitario al coste marginal. Esto es debido a que valores altos de α significan una elevada proporción de abonados con niveles bajos de consumo, y por tanto, la imposición de una cuota fija con el propósito de reducir el precio marginal supone una importante reducción de la participación en el mercado. Valores bajos de α implican, por otra parte, una menor proporción de abonados con consumos pequeños, y en este sentido, la imposición de cuotas fijas suponen una menor reducción de eficiencia derivada del menor nivel de participación. Para valores suficientemente bajos de α el precio marginal puede igualarse al coste marginal.

El cuadro 3.9 presenta los ganancias de eficiencia respecto a la tarifa vigente alcanzadas con las tarifas vigente y con servicio universal para las distintas hipótesis consideradas. En todos los casos considerados la tarifa óptima incrementa el bienestar en más de un 36%, llegando a alcanzar el 61% cuando la elasticidad toma el valor alto. En todo caso, se debe tener en cuenta que el nivel de participación correspondiente a esta tarifa no supera en ningún caso analizado el 96.147%. La tarifa con servicio universal permite alcanzar mejoras de eficiencia entre un 22 y un 35 por ciento, manteniendo el mismo nivel de participación.

Si el equipo de generación estuviera configurado de forma óptima dadas las tecnologías del parque de generación eléctrico español en 1993, la tecnología responsable de la cobertura de demanda del sector residencial para una duración de 2498 horas

Caso	\bar{W} (vigente)	\bar{W} (óptima)	$\Delta \bar{W}$ (%)	\bar{W} (serv.univ.)	$\Delta \bar{W}$ (%)
Base	37539	55363	47.48	48161	28.30
b^-	43230	58826	36.08	53035	22.68
b^+	33192	53706	61.80	45126	35.95
c^-	37539	57934	54.33	50753	35.20
c^+	37539	53098	41.45	46029	22.62
α^-	37560	55515	47.20	48198	28.27
α^+	37522	55232	47.80	48129	28.32

Cuadro 3.9: Variaciones de bienestar para distintos valores de los parámetros relevantes.

debiera ser, teniendo en cuenta los costes de capacidad y operación, la de fuel-gas.¹⁷

El cuadro 3.10 presenta las tarifas óptimas y con servicio universal para este caso, sin imponer limitación sobre la capacidad. La importante disminución de los costes cuando el equipo está funcionando óptimamente implica una considerable reducción tanto del precio marginal como de la cuota fija para la tarifa óptima, y un alto nivel de participación (99.569%). En términos de eficiencia, las mejoras de eficiencia son superiores al 15% con la tarifa óptima, y al 26% con la tarifa de servicio universal.

Ahora bien, si se quieren estudiar las distorsiones generadas por el funcionamiento de un equipo no adaptado, teniendo en cuenta las características del parque de generación español con muchas centrales totalmente amortizadas, es necesario calcular la tarifa cuando se toman costes más reales para el equipo existente. El cuadro 3.11 presenta los datos de costes de las centrales que entraron en funcionamiento a partir de 1980.

¹⁷Suponemos una producción hidráulica similar al caso anterior reconociendo el papel de regulación del sistema para la energía hidráulica.

Tarifa	p (pts/kWh)	A (pts)	Partic. (%)	\bar{q} (kWh)	\bar{l}	\bar{W}
$\eta = 0$						
o	6.750	10724	99.569	9030	3.195	65764
s	7.247	6727	100.00	7950	3.183	65450
$\eta = 0.229$						
o=s	7.240	67274	100.00	7950	3.183	9931

Cuadro 3.10: Tarifas para un equipo no adaptado funcionando eficientemente con los costes del equipo de generación activo en 1993.

Tecnol.	Coste Capacidad (pts/kW)	Coste operación (pts/kWh)
Nuclear	49126	1.2494
Hulla	17488	5.6351
L.Pardo	22625	5.1593
L.Negro	26907	5.8228
C.Import.	20313	3.2560
Fuel-Gas	9203	4.8571
Hidraul.	7900	0.7499
C.Comb.	12081	3.9550

Cuadro 3.11: Costes de las tecnologías tomando las centrales activas posteriores a 1980.

Tarifa	p (pts/kWh)	A (pts)	Partic. (%)	\bar{q} (kWh)	\bar{l} (kW)	\bar{W}
$\eta = 0$						
o	8.614	10348	99.012	5817	2.328	52629
s	9.668	5342	100.00	4732	1.894	51973
$\eta = 0.9$						
o=s	10.943	1579	100.00	3786	1.516	39.850
$\eta = 1.5$						
o=s	11.741	0	100.00	3335	1.335	0.457

Cuadro 3.12: Tarifas para un equipo no adaptado funcionando eficientemente con costes de centrales posteriores a 1980.

Con los datos del cuadro 3.11 la tecnología de fuel-gas sigue siendo la más eficiente para el suministro del consumo residencial, y la función de costes está compuesta en este caso por un coste fijo por abonado de 10678 pesetas y un coste marginal de 8.54 pesetas. Las tarifas óptima y con servicio universal para distintos valores de η son presentadas en el cuadro 3.12, y servirán para hacer comparaciones de eficiencia con un equipo de generación adaptado.

3.5.2 Equipo de generación adaptado.

El cuadro 3.13 presenta las tarifas óptima y con servicio universal para el sector residencial cuando se considera un equipo de generación adaptado, es decir, compuesto por las tecnologías más eficientes existentes en el mercado, y funcionando eficientemente. En particular, la tecnología de ciclo combinado, no presente en el parque actual de generación, es la más eficiente para suministrar energía al sector residencial. Los costes asociados a esta tecnología se han obtenido de fabricantes europeos, y son de 11084 pesetas por kilowatio de capacidad y de 3.955 pesetas

Tarifa	p (pts/kWh)	A (pts)	Partic. (%)	\bar{q} (kWh)	\bar{l} (kW)	\bar{W}
$\eta = 0$						
o	8.456	10379	99.065	6015	2.407	53537
s	9.453	5438	100.00	4927	1.972	52913
$\eta = 0.9$						
o=s	10.751	1449	100.00	3909	1.565	40.624
$\eta = 1.5$						
o=s	11.450	0	100.00	3490	1.397	0.466

Cuadro 3.13: Tarifas para un equipo adaptado funcionando eficientemente.

por hora de duración, lo que deriva un coste marginal para el nivel de utilización residencial de 8.39.¹⁸

Una aproximación de las distorsiones reguladoras se obtiene comparando el bienestar derivado de las tarifas obtenidas con un equipo no adaptado donde el fuel-gas y el carbón importado son responsables de la cobertura de la demanda del sistema, tal y como se desprendería de un estudio de los costes fijados por el Marco Legal Estable, y el bienestar obtenido con las tarifas calculadas tomando el ciclo combinado y el carbón importado como tecnologías eficientes. El cuadro 3.14 recoge esa comparación.¹⁹ Las ganancias de eficiencia derivadas de la utilización de ciclo combinado, son superiores al 1.70 por ciento.

3.6 Conclusiones

La discriminación tarifaria por niveles de utilización trata de alcanzar la eficiencia generada por las tarifas de capacidad basadas en la duración utilizando información

¹⁸Estos datos han sido facilitados por Red Eléctrica de España.

¹⁹Para los dos casos se considera una producción hidráulica similar a la de 1993.

Caso	\bar{W} Fuel-Gas	\bar{W} Ciclo Combin.	$\Delta \bar{W}$ (%)
$\eta = 0$			
o	52629	53537	1.70
s	51973	52913	1.78
$\eta = 0.9$			
o=s	39.850	40.624	1.91
$\eta = 1.5$			
o=s	0.457	0.466	1.93

Cuadro 3.14: Ganancias de bienestar derivadas de la adaptación del equipo de generación.

sobre consumo y potencia contratada. Por ello, incorpora los elementos de optimalidad propios de una estructura de precios de capacidad, aunque con el inconveniente de estar basada en el supuesto de homogeneidad de las pautas de consumo de los diferentes individuos.

En el caso de la estructura tarifaria española otras dos características debilitan el carácter de optimalidad pretendido. En primer lugar, la tarifa fija un número limitado de tramos de utilización basándose en criterios de distribución de los consumidores y no en los diferentes costes de las tecnologías utilizadas para suministrar la energía. En segundo lugar, no se especifica una función objetivo para el regulador.

En este trabajo se construyen varias tarifas en dos partes para el nivel de utilización residencial considerando varias hipótesis sobre la configuración del equipo de generación. Así, tomando una configuración del equipo similar a la de 1993, con varias tecnologías suministrando el consumo residencial, se obtiene una tarifa que mejora en más de un 18 por ciento la eficiencia de la tarifa vigente manteniendo el mismo nivel de participación. Por su parte, las pérdidas de eficiencia derivadas del

funcionamiento de un equipo no configurado de manera óptima se estiman en más de un 1.7 por ciento, y son mayores cuando el regulador se preocupa del problema distributivo otorgando una mayor ponderación a los pequeños consumidores. Son entonces los pequeños consumidores los que pueden ser considerados como más perjudicados con la existencia de un marco regulatorio poco flexible desde la perspectiva de adaptación del equipo de generación.

Sería interesante complementar la estructura de tarifas por nivel de utilización con tarifas “activas” que busquen la modulación de la demanda adaptándose a la estructura de costes de corto plazo del sistema. Para el estudio de estas tarifas en tiempo real es necesario entender la energía desde una perspectiva multiproducto, y esta es la metodología adecuada para su diseño.

3.7 Anexo

3.7.1 Agregación de costes por periodos horarios.

Cuando la agregación de costes se realiza por tramos verticales se está considerando el coste derivado del consumo de cada periodo horario. El gráfico 3.6 recoge, por ejemplo, que la tecnología II es la tecnología marginal asociada al consumo de energía en un periodo horario h comprendido entre las duraciones H_1 y H_2 , responsable del suministro de los kilovatios situados entre L_a y L_b ; pero además, los kilovatios inferiores situados entre L_1 y L_b son suministrados por la tecnología I. El coste total de energía para el consumo del periodo h será, entonces, la suma de los costes marginales de los pequeños cuadrados que lo componen.

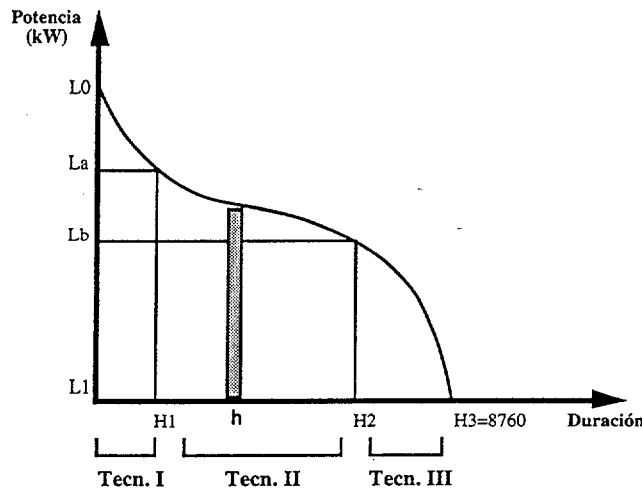


Gráfico 3.6: Agregación vertical de costes de la curva de carga.

En general, la agregación de los costes incurridos en el suministro de la curva de carga completa puede obtenerse tomando un cambio de variable e integrando por partes la expresión de costes cuando se agrega por tramos horizontales, y puede expresarse, cuando se consideran tres tecnologías, como

$$\begin{aligned}
 C(H) = & C_0 + f_1(L_0 - L_a) + f_2(L_a - L_b) + f_3(L_b - L_1) \\
 & - v_1 H_1 L_1 + v_2 (H_1 L_1 - H_2 L_2) + v_3 H_2 L_2 \\
 & + \int_0^{H_1} v_1 L(x) dx + \int_{H_1}^{H_2} v_2 L(x) dx + \int_{H_2}^{H_3} v_3 L(x) dx.
 \end{aligned}$$

3.7.2 Problema de la tarifa en dos partes.

Bienestar Social(W).

El bienestar social derivado del producto es expresado como

$$W = \int_{\theta_*(A,p)}^{\theta_0} \left[\frac{a}{b-1} \theta p^{1-b} - A \right] \theta^{-\eta} r(\theta - \theta_a) d\theta \\ + \int_{\theta_0}^{\infty} \left[\frac{a}{b-1} \theta p^{1-b} - A \right] \theta^{-\eta} s \theta^{-\alpha-1} d\theta$$

Desarrollando esta expresión podemos llegar a expresar el bienestar social como

$$W = \frac{a}{b-1} p^{1-b} r \left[\frac{\theta_0^{3-\eta}}{3-\eta} \frac{\theta_a \theta_0^{2-\eta}}{2-\eta} - \frac{\theta_1^{3-\eta}}{3-\eta} + \frac{\theta_a \theta_1^{2-\eta}}{2-\eta} \right] \\ - Ar \left[\frac{\theta_0^{2-\eta}}{2-\eta} - \frac{\theta_a \theta_0^{1-\eta}}{1-\eta} - \frac{\theta_1^{2-\eta}}{2-\eta} + \frac{\theta_a \theta_1^{1-\eta}}{1-\eta} \right] \\ + \frac{a}{b-1} p^{1-b} s \frac{\theta_0^{1-\eta-\alpha}}{\alpha + \eta - 1} \\ - As \frac{\theta_0^{-(\alpha+\eta)}}{\alpha + \eta}$$

Beneficio(B).

El beneficio puede ser definido como

$$B = A \int_{\theta_*(A,p)}^{\theta_0} r(\theta - \theta_a) d\theta + A \int_{\theta_0}^{\infty} s \theta^{-\alpha-1} d\theta + (p - m)Q - cf$$

donde Q representa el producto total consumido y se define como

$$Q = \int_{\theta_*(A,p)}^{\theta_0} a p^{-b} \theta^d r(\theta - \theta_a) d\theta + \int_{\theta_0}^{\infty} a p^{-b} \theta^d s \theta^{-\alpha-1} d\theta$$

Sustituyendo y resolviendo la integral el beneficio puede expresarse como

$$\begin{aligned}
 B = & Ar\left[\frac{\theta_0^2}{2} - \theta_a\theta_0 - \frac{\theta_*^2}{2} + \theta_a\theta_*\right] + AK^\alpha\theta_0^{-\alpha} \\
 & + (p-c)ap^{-b}r\left[\frac{\theta_*^{d+2}}{3} - \frac{\theta_a\theta_0^2}{2} - \frac{\theta_1^3}{3} + \frac{\theta_a\theta_*^2}{2}\right] \\
 & + (p-c)Nap^{-b}s\frac{\theta_0^{d-\alpha}}{\alpha-d} - cf
 \end{aligned}$$

Excedente del Consumidor Marginal(EC_1)

Definimos al consumidor marginal θ_1 como aquel que obtiene un excedente neto nulo. Este excedente puede definirse utilizando la expresión de la sección anterior como

$$EC_* = \frac{a}{b-1}p^{1-b}\theta_1^d - A$$

Problema.

Se trata de resolver el siguiente programa de optimización

$$[P] \equiv \begin{cases} \max_{A,p,\theta_*} W \\ \\ s.a. \quad \begin{cases} B \geq 0 \\ EC_1 \geq 0 \end{cases} \end{cases}$$

donde las funciones W , B y EC_* son las definidas anteriormente.

3.7.3 Datos.

Frecuencias de consumos.

Tramo consumo		Frecuencia (%)	Tramo consumo		Frecuencia (%)
0	500	8.61	7501	8000	0.36
501	1000	19.17	8001	8500	0.28
1001	1500	18.70	8501	9000	0.21
1501	2000	14.73	9001	9500	0.17
2001	2500	10.79	9501	10000	0.13
2501	3000	7.71	10001	10500	0.10
3001	3500	5.48	10501	11000	0.08
3501	4000	3.90	11001	11500	0.07
4001	4500	2.80	11501	12000	0.05
4501	5000	2.03	12001	12500	0.04
5001	5500	1.48	12501	13000	0.04
5501	6000	1.10	13001	13500	0.03
6001	6500	0.82	13501	14000	0.02
6501	7000	0.61	14001	14500	0.02
7001	7500	0.47			

Datos de la tarifa 2.0 en 1993.

Parámetro	Item	Valor
Núm. abonos(miles)	N	17243
Pot. Fact.(MW)	P	60690
Consumo(GWh)	Q_0	36920
Facturac.(mill.pts)	I	747340
Precio(pta/kWh)	p_0	15.02
C.Fija(ptas)	A_0	2725.74
T.Pot.(pts/kW,año)	T.P.	265

Parte II

**Distribución de tipos con tarifas
no autoselectivas.**

Para evaluar la eficiencia de una estructura de precios son necesarios datos de demanda que permitan recuperar la heterogeneidad de los consumidores. Si la tarifa de precios vigente induce a los agentes de distinto “tipo” a realizar consumos diferentes, la propia heterogeneidad en los niveles de consumo nos permite, mediante una simple transformación, construir una distribución de tipos. Este es el procedimiento utilizado en la mayoría de los trabajos que calculan precios no lineales para algún servicio público. Así, Mitchell (1.978) utiliza una simple transformación de los consumos observados para estudiar los precios en el sector de telecomunicaciones de los Estados Unidos y Buisán (1.992) una distribución del gasto de las familias (exógena al modelo) como aproximación de la heterogeneidad de individuos para calcular precios de electricidad en España. En la primera parte de este trabajo también se ha utilizado una transformación de los consumos observados para encontrar la distribución de tipos de los consumidores residenciales de electricidad. Pero, ¿que ocurre si los consumidores se camuflan y distintos tipos de consumidores tienen el mismo nivel de consumo?. En este caso, para obtener una función de distribución de los distintos tipos de consumidores es preciso incorporar de un modo endógeno información sobre su conducta que permita su estimación.

El objeto de esta parte es doble. En primer lugar se muestra como ciertas características de la tarifa inducen a los agentes a “camuflarse”, y, en consecuencia, la observación de consumos no coincide con la de “tipos”. Y por ello, las elasticidades precio de demanda deben ser estimadas conjuntamente con la distribución de tipos. En segundo lugar proporciona un método que permita estimar la verdadera distribución de “tipos” de consumidores a partir de los datos inducidos por una tarifa que lleva a que distintos tipos de agentes adopten un comportamiento similar.

El método anterior se aplica tomando datos del servicio municipal de abastecimiento de aguas de Vigo. Este servicio lo proporciona una empresa privada que

actúa en régimen de concesión administrativa por un periodo de 25 años, y que percibe como únicos ingresos los derivados de las tarifas reguladas por el órgano municipal competente, las cuáles están diseñadas para la cobertura de los costes establecidos en la propuesta de concesión económica correspondiente. Esta tarifa utiliza mínimos de facturación obligatoria junta a precios marginales crecientes.

Con estos datos se estima la cantidad de consumidores que se camuflan, y una vez recuperada la verdadera distribución de tipos, se contruye una tarifa en dos partes que permite incrementar el bienestar, a pesar de mantener constantes los niveles de ingresos de la empresa y el nivel agregado de consumo actual.

Capítulo 4

Tarifas óptimas para un servicio de suministro de agua.

4.1 Introducción.

La estructura del capítulo es la siguiente. En la segunda sección se presenta la tarifa del servicio y la existencia de una acumulación de usuarios en el mínimo de facturación obligatorio. La sección tercera presenta el modelo, cuyos parámetros son estimados en la sección cuarta junto con los parámetros de la distribución de los tipos. En la quinta se presentan los efectos sobre el bienestar de introducir una tarifa en dos partes y la sexta recoge las conclusiones del artículo. Los datos se presentan en un anexo.

4.2 El Problema.

La tarifa establecida por el Ayuntamiento de Vigo para el abastecimiento de agua en los últimos años consta de una parte fija M (el alquiler del contador), un mínimo de facturación obligatorio, q_0 , y cuatro precios marginales, uno de los cuales (determinado por el nivel de consumo) se aplica sobre toda la cantidad consumida. Así el

precio aplicado sobre la cantidad consumida es:

$$p(q) = \begin{cases} p_0 & \text{si } q \leq q_0 \\ p_1 & \text{si } q_0 < q \leq q_1 \\ p_2 & \text{si } q_1 < q \leq q_2 \\ p_3 & \text{si } q_2 < q \end{cases}$$

con precios marginales crecientes $p_1 < p_2 < p_3$. Esto da lugar a una tarifa del tipo

$$T(q) = M + \begin{cases} A & \text{si } q \leq q_0 \\ p_1 q & \text{si } q_0 < q \leq q_1 \\ p_2 q & \text{si } q_1 < q \leq q_2 \\ p_3 q & \text{si } q_2 < q \end{cases}$$

siendo A el mínimo de facturación definido como $A = p_0 q_0$, para $q_0 = 30$ metros cúbicos de agua.

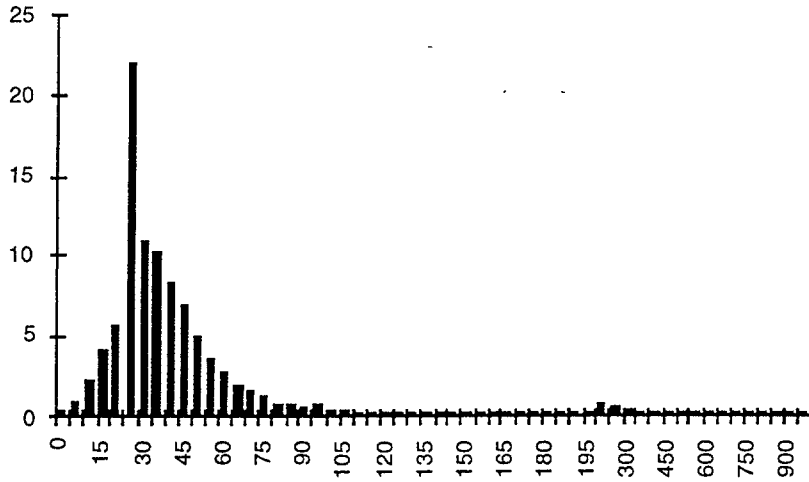


Gráfico 4.1: Distribución de consumos, enero 92 - abril 93.

El gráfico 4.1 representa la distribución de consumos por tramos para el periodo enero 92 - abril 93. La distribución es asimétrica y presenta una acumulación importante de usuarios en torno a los 30 m^3 . Tal como demostraremos en la próxima sección, tanto el establecimiento de un mínimo de consumo obligatorio (en términos

de facturación), como el hecho de que los precios no se apliquen sobre tramos de consumo sino sobre toda la cantidad consumida, induce a que los consumidores se acumulen en el mínimo de facturación obligatorio y, por ello, la distribución de consumos observados no permite estimar de un modo sencillo la distribución de los “tipos de agentes” (aquí la distribución de las valoraciones por el bien de los consumidores).

4.3 El Modelo.

Supongamos que las preferencias de los consumidores pueden representarse como:

$$V_i(q, T) = \begin{cases} U(q, \theta_i) - T & \text{si consume } q \text{ y paga } T, \\ \underline{U}_i & \text{si no consume,} \end{cases}$$

donde θ_i es el parámetro que identifica al tipo de consumidor considerado, q la cantidad consumida y T el pago que realizan por ella.¹ Además hemos normalizado la utilidad de reserva \underline{U}_i a cero, para todo i .

Al igual que Mitchel (1.978), supondremos que la función de utilidad es cuadrática en cantidades. Formalmente,

$$U(q, \theta) = \alpha q - \frac{1}{2\theta} q^2.$$

Las funciones de demanda individual que se derivan de dicha función de utilidad son lineales,

$$q = \theta(\alpha - p),$$

¹De un modo implícito estamos asumiendo que el consumo de agua no se ve afectado por efectos renta. Dicha hipótesis, común cuando se analiza cómo afectan al bienestar cambios en los precios, no distorsiona el análisis cuando el gasto efectuado por el consumidor en el bien representa una pequeña proporción de su renta, dado que en este caso las cantidades derivadas a partir de esta función de utilidad no difieren sensiblemente de aquellas que se obtendrían a partir de una formulación más general.

y se saturan en $\alpha\theta$, tal como se observa en el gráfico 4.2. El parámetro α recoge el precio de reserva del consumidor. Dicho precio, que es igual para todos los consumidores, nos asegura que si el consumidor que valora menos el bien consume entonces todos los consumidores participarán en el mercado. Nótese además que las demandas están ordenadas de acuerdo con el parámetro θ , puesto que

$$\frac{dq(\theta)}{d\theta} > 0,$$

de modo que las demandas de los distintos consumidores no se cortan, lo cual nos asegura que, en principio, si cada individuo consume de acuerdo con sus preferencias, a medida que se valora más el bien se consume una cantidad mayor.

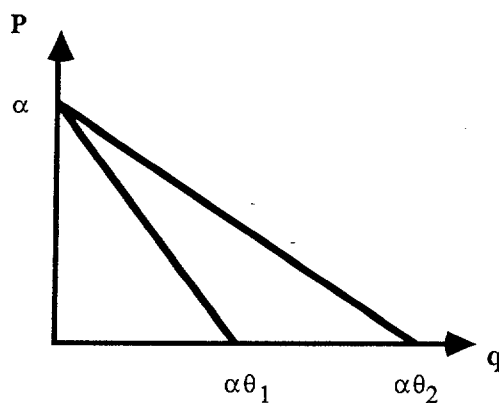


Gráfico 4.2: Funciones Individuales de Demanda.

Para obtener la función de demanda que corresponde a los niveles de consumo observados (inducidos por la tarifa establecida en los últimos años) hemos de comprobar para cada agente θ si existe algún otro nivel de consumo q distinto de $q = \theta(\alpha - p)$ que le permita incrementar su bienestar. Es decir, la demanda de cada consumidor tipo θ será el resultado de solucionar el siguiente problema:

$$\max_{\hat{\theta}} U(q(\hat{\theta}), \theta) - T(q(\hat{\theta})) \quad \forall (\hat{\theta}, \theta) \in [\underline{\theta}, \bar{\theta}] \times [\underline{\theta}, \bar{\theta}].$$

Sea el consumidor tipo θ_k aquel cuyo nivel de consumo bajo el precio p_k es q_k , formalmente

$$\theta_k(p_k) = \frac{q_k}{\alpha - p_k}, \quad k = 1, 2. \quad (4.1)$$

La existencia de un mínimo de facturación obligatorio convierte a p_0 en cero y por tanto todos los consumidores con $\theta \leq \theta_0$ consumen su nivel de saturación $\alpha\theta$.

$$U'_q(q, \theta) = 0 \Rightarrow q(\theta) = \theta\alpha, \quad \forall \theta < \theta_0,$$

donde θ_0 es aquel consumidor que se satura precisamente en el mínimo de consumo obligatorio, luego

$$\theta_0 = \frac{q_0}{\alpha}.$$

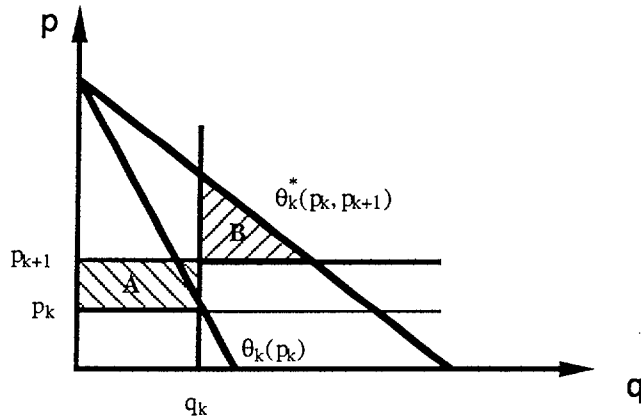


Gráfico 4.3: Los agentes tipo $\theta \in [\theta_k, \theta_k^*]$ prefieren consumir q_k .

Los consumidores con una mayor valoración por el bien, $\theta > \theta_k$, teóricamente tenderán a consumir una cantidad superior a q_k , por lo que se enfrentarán a un precio marginal superior p_{k+1} . Sin embargo, dadas las características de la tarifa, puede ocurrir que a algunos consumidores $\theta \geq \theta_k$ no les interese consumir una cantidad $q > q_k$. Como puede observarse en el gráfico 4.3, un consumidor demandará una cantidad superior a q_k siempre que el mayor pago derivado de un precio superior

(área A del gráfico 4.3) sea inferior al incremento de bienestar obtenido por consumir una cantidad mayor (área B).

Definimos $\theta_k^*(p_k, p_{k+1})$ como el consumidor que se muestra indiferente entre consumir q_k al precio p_k y consumir una cantidad mayor a un precio $p_{k+1} > p_k$. Para él se verifica que

$$U(q_k, \theta_k^*) - p_k q_k = U(\theta_k^*(\alpha - p_{k+1}), \theta_k^*) - p_{k+1} \theta_k^*(\alpha - p_{k+1}).$$

Operando, podemos escribir θ_k^* como

$$\theta_k^* = \frac{(\alpha - p_k) \pm \sqrt{2\Delta p_k \left(\alpha - p_k - \frac{\Delta p_k}{2}\right)}}{(\alpha - p_{k+1})^2} q_k, \quad k = 0, 1, 2, \quad (4.2)$$

donde $\Delta p_k = p_{k+1} - p_k$. Llamemos $\theta_k^{*(-)}$ y $\theta_k^{*(+)}$ a las soluciones de (2) obtenidas con los signos negativo y positivo de la raíz cuadrada, respectivamente. Se puede demostrar que $\theta_k^{*(-)} \leq \theta_k \leq \theta_k^{*(+)}$ para $k = 1, 2$, que $\theta_0 \leq \theta_0^{*(+)}$ y que si $\alpha > 226.12$ también se verifica que $\theta_0^{*(-)} \leq \theta_0$. Veremos más adelante que los valores de α con los que trabajaremos serán siempre mayores que 226.12. Como consecuencia, los valores de θ_k^* serán siempre $\theta_k^* = \theta_k^{*(+)}$, $k = 0, 1, 2$.

Todos los consumidores entre θ_k y θ_k^* consumirán q_k . Así las demandas que se corresponden con la estructura de la tarifa son:

$$\begin{aligned}
 q(\theta) &\leq q_0 \quad \text{con} \quad q(\theta) = \begin{cases} \theta\alpha & \forall \theta \leq \theta_0 \\ q(\theta) = q_0 & \forall \theta \in (\theta_0, \theta_0^*) \end{cases} \\
 q_0 < q(\theta) &\leq q_1 \quad \text{con} \quad q(\theta) = \begin{cases} \theta(\alpha - p_1) & \forall \theta \in (\theta_0^*, \theta_1) \\ q(\theta) = q_1 & \forall \theta \in (\theta_1, \theta_1^*) \end{cases} \\
 q_1 < q(\theta) &\leq q_2 \quad \text{con} \quad q(\theta) = \begin{cases} \theta(\alpha - p_2) & \forall \theta \in (\theta_1^*, \theta_2) \\ q(\theta) = q_2 & \forall \theta \in (\theta_2, \theta_2^*) \end{cases} \\
 q_2 < q(\theta) &\quad \text{con} \quad q(\theta) = \theta(\alpha - p_3) \quad \forall \theta > \theta_2^*
 \end{aligned}$$

Las funciones de demanda individuales ponen de manifiesto que la tarifa no es autoselectiva y, por tanto, el consumo de agua observado no es estrictamente creciente en la valoración (véase el gráfico 4.4).

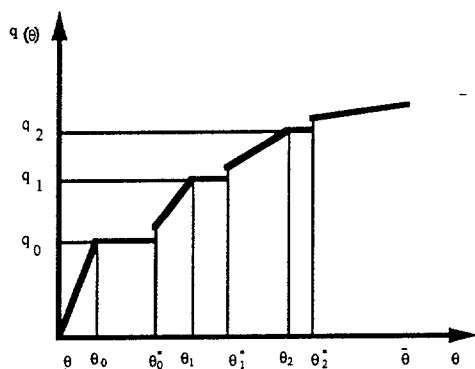


Gráfico 4.4: Los niveles de consumo no son una función estrictamente creciente del tipo del agente.

Agregando las demandas individuales para cada intervalo de tipos de consumidores, podemos construir para cada tramo de consumo, las demandas esperadas, \bar{x}_k , $k = 0, 1, 2, 3$, como una función de los precios propios de cada tramo y de los precios

de los tramos adyacentes. Formalmente,

$$\begin{aligned}\bar{x}_0 &= D_0(p_0, p_1) = \int_{\underline{\theta}}^{\theta_0} \alpha \theta f(\theta) d\theta + \int_{\theta_0}^{\theta_0^*(p_0, p_1)} q_0 f(\theta) d\theta, \\ \bar{x}_1 &= D_1(p_0, p_1, p_2) = \int_{\theta_0^*(p_0, p_1)}^{\theta_1} \theta(\alpha - p_1) f(\theta) d\theta + \int_{\theta_1}^{\theta_1^*(p_1, p_2)} q_1 f(\theta) d\theta, \\ \bar{x}_2 &= D_2(p_1, p_2, p_3) = \int_{\theta_1^*(p_1, p_2)}^{\theta_2} \theta(\alpha - p_2) f(\theta) d\theta + \int_{\theta_2}^{\theta_2^*(p_2, p_3)} q_2 f(\theta) d\theta, \\ \bar{x}_3 &= D_2(p_2, p_3) = \int_{\theta_2^*(p_2, p_3)}^{\bar{\theta}} \theta(\alpha - p_3) f(\theta) d\theta.\end{aligned}$$

4.4 Estimación del modelo

Vamos a estimar el precio de reserva y el número de consumidores que se camuflan en dos etapas. En primer lugar, estimaremos el precio de reserva (α) a partir de un sistema de demandas por tramos. Dado α , podemos estimar $F(\theta)$ a partir de la distribución de consumos observada, lo cuál nos permite estimar el número de agentes que se camuflan en cada tramo.

4.4.1 Estimación del precio de reserva (α)

Para estimar las demandas de cada tramo hemos construido los niveles de consumo per capita en cada uno de los tramos para distintas zonas de la ciudad, \bar{x}_k^t , donde $k = 0, 1, 2, 3$ indica el tramo y $t = 1, \dots, 7$ la zona, y que se diferencian por el porcentaje de agua saneada. Además hemos calculado los precios medios como

$$p_k^t = p_k^t(\text{abast.}) + \gamma_k^t p_k^t(\text{sanea.}),$$

la suma de los precios de abastecimiento más el precio del saneamiento ponderado por el porcentaje medio de agua saneada en cada zona y tramo, γ_k^t (las zonas utilizadas y sus respectivos coeficientes están en el anexo 7.2). Ello nos permite construir una muestra (véase el anexo 7.2.3) a partir de la cual es posible estimar el sistema

de ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} \bar{x}_0^t \\ \bar{x}_1^t \\ \bar{x}_2^t \\ \bar{x}_3^t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \beta_0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \beta_{00} & \beta_{01} & 0 & 0 \\ \beta_{10} & \beta_{11} & \beta_{12} & 0 \\ 0 & \beta_{21} & \beta_{22} & \beta_{23} \\ 0 & 0 & \beta_{32} & \beta_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_0^t \\ p_1^t \\ p_2^t \\ p_3^t \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_0^t \\ \varepsilon_1^t \\ \varepsilon_2^t \\ \varepsilon_3^t \end{bmatrix}$$

donde $\beta_{ij} = \frac{\partial D_i}{\partial p_j}$. Nótese que sólo la demanda de agua del primer tramo tiene un término independiente, β_0 , indicando un consumo positivo si el precio es nulo.

El sistema nos permite obtener α a partir de $\beta_{00} = \frac{\partial D_0}{\partial p_0}$ y $\beta_{10} = \frac{\partial D_1}{\partial p_0}$, ya que²

$$\frac{\partial D_1}{\partial p_0} = -\theta_0^*(\alpha - p_1)f(\theta_0^*)\frac{d\theta_0^*}{dp_0},$$

y

$$\frac{\partial D_0}{\partial p_0} = q_0 \frac{d\theta_0^*}{dp_0} f(\theta_0^*),$$

y de esta manera

$$\frac{\partial D_1 / \partial p_0}{\partial D_0 / \partial p_0} = \frac{\theta_0^*(\alpha - p_1)}{q_0},$$

y como θ_0^* (a partir de (2)) es

$$\theta_0^* = \frac{(\alpha - p_0) \pm \sqrt{2\Delta p_0 \left(\alpha - p_0 - \frac{\Delta p_0}{2} \right)}}{(\alpha - p_1)^2} q_0, \quad (4.3)$$

entonces

$$\frac{\partial D_1 / \partial p_0}{\partial D_0 / \partial p_0} = \frac{\beta_{10}}{\beta_{00}} = \frac{\alpha - p_0 + \sqrt{2\Delta p_0 \left(\alpha - p_0 - \frac{\Delta p_0}{2} \right)}}{(\alpha - p_1)},$$

donde $\Delta p = p_1 - p_0$.

El sistema estará sujeto a las restricciones impuestas por el modelo y los datos observados siguientes

²Las derivadas parciales son calculadas en el anexo 7.1.

- **Simetría.** Por definición (ver anexo 7.1),

$$\frac{\partial D_k}{\partial p_{k+1}} = q_k f(\theta_k^*) \frac{d\theta_k^*}{dp_{k+1}}.$$

Si se diferencia la condición de indiferencia del consumidor marginal θ_k^* entre los precios p_k y p_{k+1} podemos escribir que

$$\frac{d\theta_k^*}{dp_{k+1}} = \frac{-\theta_k^*(\alpha - p_{k+1})}{A},$$

donde $A = U'_\theta(q_k, \theta_k^*) - U'_\theta(\theta_k^*(\alpha - p_{k+1}), \theta_k^*)$.

Se deduce entonces que

$$\frac{\partial D_k}{\partial p_{k+1}} = -\theta_k^*(\alpha - p_{k+1}) f(\theta_k^*) \frac{d\theta_k^*}{dp_{k+1}} = \frac{\partial D_{k+1}}{\partial p_k},$$

ya que $\frac{d\theta_k^*}{p_k} = \frac{q_k}{A}$. Por tanto, debe cumplirse que $\beta_{01} = \beta_{10}$, $\beta_{12} = \beta_{21}$ y $\beta_{23} = \beta_{32}$.

- **Restricciones de signo sobre los parámetros.** En segundo lugar, tal y como se demuestra en el anexo 7.1, las demandas de cada uno de los tramos son decrecientes en el propio precio y crecientes en los precios de los tramos adyacentes. Por tanto, debe verificarse que

$$\beta_{ij} \begin{cases} < 0 & \text{si } i = j \\ > 0 & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

- El consumo de los agentes que se saturan no es superior al observado en el tramo, es decir

$$\beta_0 \leq \bar{x}_0.$$

- $h = -\frac{\beta_{01}}{\beta_{00}} > 1$.

$$h = -\frac{\beta_{10}}{\beta_{00}} = \frac{\alpha - p_0 + \sqrt{2\Delta p \left(\alpha - p_0 - \frac{\Delta p}{2} \right)}}{(\alpha - p_1)} > \frac{\alpha - p_0}{\alpha - p_1} > 1.$$

- **Restricciones sobre los tipos $\theta_k^* > \theta_k$, $k = 0, 1, 2$.** Los estimadores de los parámetros del sistema deben dar lugar a una correcta ordenación de los tipos. Ya se vió al definir θ_k^* que estas restricciones se satisfacen si y sólo si se toman las raíces cuadradas con signo positivo y si $\alpha > 226.12$. Esta última condición se satisfará siempre, como se verá más adelante.
- **Restricciones sobre el número de individuos camuflados.** Por último, los parámetros estimados deben verificar dos tipos de restricciones referidas al porcentaje de individuos camuflados, como se demuestra en el anexo 7.1. En primer lugar

$$\begin{aligned} N_1 &= \beta_{11} + \delta_0(\alpha(h))\beta_{01} + \frac{1}{\delta_1(\alpha(h))}\beta_{21} < 0, \\ N_2 &= \beta_{22} + \delta_1(\alpha(h))\beta_{12} + \frac{1}{\delta_2(\alpha(h))}\beta_{32} < 0, \\ N_3 &= \beta_{33} + \delta_2(\alpha(h))\beta_{23} < 0, \end{aligned}$$

donde los parámetros δ_0 , δ_1 y δ_2 se definen como

$$\begin{aligned} \delta_0 &= h, \\ \delta_1 &= \frac{(\alpha - 70.5) + \sqrt{26(\alpha - 77)}}{(\alpha - 83.5)}, \\ \delta_2 &= \frac{(\alpha - 83.5) + \sqrt{55(\alpha - 97.25)}}{(\alpha - 111)}. \end{aligned}$$

En segundo lugar, de los datos observados se desprende que el número de individuos camuflados en los distintos tramos no puede ser superior al número total de individuos que consumen en esos tramos

$$0 \leq \int_{\theta_0}^{\theta_0^*} f(\theta) d\theta = \left\{ \begin{array}{l} \frac{23,67 - \beta_0}{\frac{\beta_{00}p_0 + \beta_{01}p_1}{30}} \leq 35.36 \end{array} \right.$$

$$0 \leq \int_{\theta_1}^{\theta_1^*} f(\theta) d\theta = \frac{43.34 + N_1(\alpha - 70.5)}{70} \leq 0.81$$

$$0 \leq \int_{\theta_2}^{\theta_2^*} f(\theta) d\theta = \frac{97.02 + N_2(\alpha - 83.5)}{200} \leq 0.02$$

- **Consistencia de los camuflados en el tramo 0.** Dado que es posible definir de dos formas distintas el número de agentes camuflados en el tramo 0, es deseable que éstas sean consistentes:

$$\frac{23,67 - \beta_0}{30} = \frac{\beta_{00}p_0 + \beta_{01}p_1}{30}.$$

- **Valor de α .** Por otra parte, la estimación del parámetro α debe ser compatible con los consumos observados bajo la tarifa actual. En este sentido, definimos al individuo con menor valoración del bien (θ) como aquel que adquiere un metro cúbico de agua. Su excedente bruto será $\frac{\alpha}{2}$. Como en la actualidad paga el nivel de facturación mínimo (30 m^3 a 62 pesetas más 420 pesetas de alquiler de contador, es decir, un total de $T=2280$ ptas.) debe verificarse que

$$\alpha \geq 4560.$$

Si se satisface esta restricción se tiene que sólo el signo positivo de la raíz cuadrada que aparece en la definición de θ_0^* es compatible con la restricción $\theta_0 < \theta_0^*$.

- De la definición de N_3 y de la expresión de la demanda agregada esperada en el tramo 3, se deduce que

$$\frac{\bar{x}_3}{\alpha - p_3} + N_3 = 0.$$

Considerando las restricciones de simetría en los parámetros, el sistema que se ha de estimar se puede escribir de la forma

$$X = P\beta + \epsilon, \quad \epsilon \sim (0, \Sigma),$$

donde X y ϵ son de dimensión 4, P es 4×8 y β es 8-dimensional. Se dispone de 7 observaciones de pares (X_i, P_i) que se relacionan según el sistema anterior para los mismos valores de β . El vector de parámetros es $\beta = (\beta_0, \beta_{00}, \beta_{01}, \beta_{11}, \beta_{12}, \beta_{22}, \beta_{23}, \beta_{33})^{tr}$, con tr indicando la matriz traspuesta.

Se definen

$$\begin{aligned}\mathcal{X} &= (X_1^{tr}, \dots, X_7^{tr})^{tr}, \\ \mathcal{P} &= (P_1^{tr}, \dots, P_7^{tr})^{tr}, \\ \mathcal{E} &= (\epsilon_1^{tr}, \dots, \epsilon_7^{tr})^{tr}, \\ \mathcal{S} &= I_7 \otimes \Sigma,\end{aligned}$$

donde \otimes denota el producto de Kroneker de matrices. Así,

$$\mathcal{X}_{28 \times 1} = \mathcal{P}_{28 \times 8} \beta_{8 \times 1} + \mathcal{E}, \quad \mathcal{E}_{28 \times 1} \sim (0, \mathcal{S}).$$

De esta forma, el sistema original se escribe como un modelo de regresión en el que la matriz de varianzas-covarianzas del vector de residuos es distinta de la identidad.

El estimador de β que se propone es análogo al de mínimos cuadrados generalizados construido a partir de una estimación de la matriz \mathcal{S} . En primer lugar se toma como estimación de β aquel vector que minimiza las sumas de cuadrados de la normas de los residuos, sujeto a las restricciones propias del problema que estamos tratando. Se estima después Σ como la matriz de varianzas muestral de los residuos asociados al anterior estimador de β . Por último, se realiza una segunda estimación de los parámetros de la misma forma que se haría con mínimos cuadrados generalizados, usando la estimación de \mathcal{S} construida en lugar de la matriz de varianzas desconocida. En esta segunda minimización también han de tenerse presentes las restricciones a que están sometidos los parámetros del modelo.

Rest. 1 a Rest. 7	Cotas de las componentes de β .
Rest. 8	$k > 1$.
Rest. 9	$\alpha > 4560$.
Rest. 10 a Rest. 12:	$N_k < 0, k = 1, 2, 3$.
Rest. 13 a Rest. 15:	$C_k \leq f_k, k = 0, 1, 2$.
Rest. 16 a Rest. 18:	$C_k \geq 0, k = 0, 1, 2$.

Cuadro 4.1: Desigualdades que han de cumplir las estimaciones de los parámetros.

El algoritmo utilizado ha sido el de minimización con restricciones que introduce funciones de penalización para cada restricción. Se ha usado un código FORTRAN que incluye la subrutina ZXMIN de la librería IMSL.

El conjunto de restricciones utilizadas se recoge en el cuadro 4.1. En dicho cuadro, las cantidades C_k son las estimaciones de la proporción teórica de agentes camuflados en las cantidades q_k y f_k son las frecuencias observadas de estas cantidades en la muestra de consumos disponible. La restricción de igualdad

$$\frac{\bar{x}_3}{\alpha - p_3} + N_3 = 0$$

junto con la definición de N_3 en términos de los parámetros del sistema, permite despejar β_{33} en función del resto de parámetros,

$$\beta_{33} = -\frac{\bar{x}_3}{\alpha - p_3} - \delta_2 \beta_{23},$$

con lo que el vector que hay que estimar es de dimensión 7.

Si se impone que las dos formas de cálculo de la proporción de individuos camuflados en el tramo cero den lugar al mismo resultado, no se obtienen soluciones factibles. No se ha impuesto, por tanto, esta restricción.

$\alpha = 9934$	θ_k	θ_k^*	δ_k	N_k	$100 \int_{\theta_k}^{\theta^*} f(\theta) d\theta$
$k = 0$.0030	.0032	1.042	-.0044	4.80
$k = 1$.0071	.0075	1.053	-.0099	.072
$k = 2$.0203	.0229	1.078	-.0509	.008

Cuadro 4.2: Las restricciones son verificadas en la estimación del sistema.

La estabilidad numérica de las soluciones obtenidas es reducida. El número de cifras exactas de las estimaciones es aproximadamente 2. Prácticamente se obtienen las mismas soluciones cuando se quiere buscar un punto del conjunto factible que cuando se realiza la minimización con restricciones. Así, las soluciones obtenidas en las dos fases del proceso de estimación son casi idénticas.

La estimación final del vector $\beta = (\beta_0, \beta_{00}, \beta_{01}, \beta_{11}, \beta_{12}, \beta_{22}, \beta_{23}, \beta_{33})^{tr}$ es

$$\beta = \begin{pmatrix} 22.23 \\ 0.021 \\ 0.022 \\ 25.27 \\ 26.57 \\ 351.9 \\ 349.2 \\ 376.3 \end{pmatrix}.$$

que satisface todas las restricciones que impone el modelo (tabla 2). Usando la ecuación (3) llegamos a un valor para α de 9934.

4.4.2 Estimación de la distribución de tipos.

Para estimar la distribución que sigue θ a partir de los consumos observados reescribimos la función $q(\theta)$ del siguiente modo:

$$q(\theta) = \begin{cases} \theta\alpha & \text{si } \theta < \theta_0 \\ q_0 & \text{si } \theta_0 \leq \theta \leq \theta_0^* \\ \theta(\alpha - p_1) & \text{si } \theta_0^* < \theta < \theta_1 \\ q_1 & \text{si } \theta_1 \leq \theta \leq \theta_1^* \\ \theta(\alpha - p_2) & \text{si } \theta_1^* < \theta < \theta_2 \\ q_2 & \text{si } \theta_2 \leq \theta \leq \theta_2^* \\ \theta(\alpha - p_3) & \text{si } \theta_2^* < \theta, \end{cases}$$

donde $\theta_0 = \frac{q_0}{\alpha}$, $\theta_1 = \frac{q_1}{(\alpha - p_1)}$ y $\theta_2 = \frac{q_2}{(\alpha - p_2)}$. Como la función $q(\theta)$ es creciente, se debe verificar que

$$\theta_k^* \geq \frac{q_k}{\alpha - p_{k+1}}, \quad k = 0, 1, 2,$$

con lo que la función $q(\theta)$ es discontinua por la derecha en los puntos θ_k^* .

Dada la transformación anterior, la distribución de probabilidad en el espacio de consumos que sigue la variable q depende de los parámetros α , θ_0^* , θ_1^* y θ_2^* . Llamemos F_q a esa función de distribución que se define como:

$$F_q(q) = \begin{cases} F_\theta(q/\alpha) & \text{si } q < q_0 \\ F_\theta(\theta_0^*) & \text{si } q_0 \leq q < \theta_0^*(\alpha - p_1) \\ F_\theta(q/(\alpha - p_1)) & \text{si } \theta_0^*(\alpha - p_1) \leq q < q_1 \\ F_\theta(\theta_1^*) & \text{si } q_1 \leq q < \theta_1^*(\alpha - p_2) \\ F_\theta(q/(\alpha - p_2)) & \text{si } \theta_1^*(\alpha - p_2) \leq q < q_2 \\ F_\theta(\theta_2^*) & \text{si } q_2 \leq q < \theta_2^*(\alpha - p_3) \\ F_\theta(q/(\alpha - p_3)) & \text{si } \theta_2^*(\alpha - p_3) \leq q. \end{cases}$$

donde F_θ sería la verdadera función de distribución de tipos que induce la distribución de consumos observados.

Dado que los consumos por tramos observados ponen de manifiesto una elevada concentración de usuarios en los niveles de consumo bajos (véase el gráfico 4.5), con

una distribución claramente asimétrica, la distribución que se postula para los tipos θ es la de Weibull, con parámetro de escala μ y parámetro de forma ρ . La función de densidad de una variable aleatoria con distribución de Weibull con parámetros μ y ρ es

$$f(\theta|\mu, \rho) = \frac{\mu}{\rho^\mu} \theta^{\mu-1} e^{-(\theta/\rho)^\mu},$$

y la función de distribución

$$F(\theta|\mu, \rho) = 1 - e^{-(\theta/\rho)^\mu}.$$

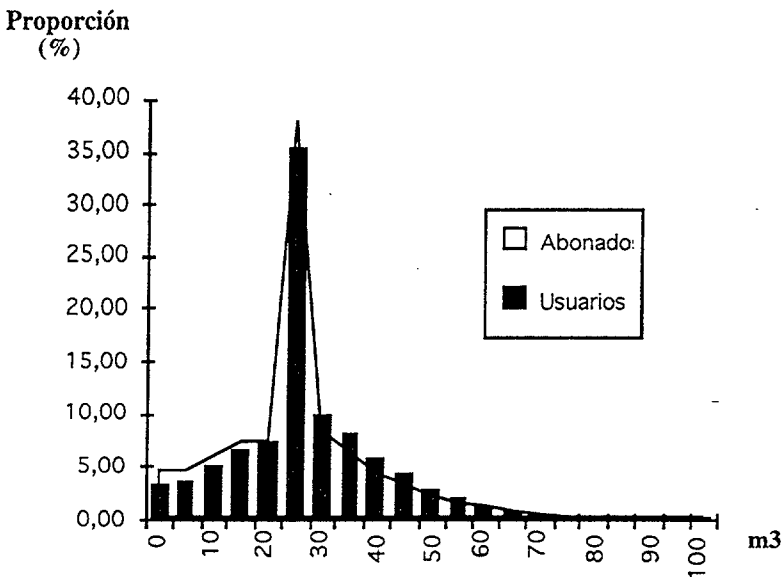


Gráfico 4.5: Frecuencias de Abonados y Usuarios Domesticos
(media de abastecimiento enero 1.992 - abril 1.993).

La información muestral de que disponemos se recoge en el cuadro de frecuencias del anexo 7.2.4. La columna que corresponde a la variable q es la que contiene los porcentajes de usuarios. Como puede verse en ese anexo, el espacio de consumos ha sido discretizado: se ha dividido en 21 tramos, todos con amplitud igual a 5 metros cúbicos excepto el último, que incluye todos los consumos mayores de 100 metros

cúbicos. Sólo se conocen las frecuencias observadas de cada uno de esos 21 tramos. Denotamos a estas frecuencias f_i , $i = 1, \dots, 21$.

Para hacer compatible la distribución continua teórica F_q con la información muestral, de naturaleza discreta, se calculan las probabilidades teóricas que F_q asigna a cada uno de los 21 tramos de consumo para los que existen frecuencias observadas. Estas probabilidades teóricas p_i , $i = 1, \dots, 21$, siguiendo la transformación $q(\theta)$ presentada anteriormente, pueden ser definidas en términos de F_q como

$$p_i = \begin{cases} F_q(5i) - F_q(5i - 5) & \text{si } i \leq 20 \\ 1 - F_q(5i - 5) & \text{si } i = 21. \end{cases}$$

y utilizando la definición de F_q se tiene que

$$p_i = (\mu, \rho, \alpha, \theta_0^*, \theta_1^*) = \begin{cases} \exp \left\{ - \left(\frac{5i}{\alpha\rho} \right)^\mu \right\} - \exp \left\{ - \left(\frac{5(i-1)}{\alpha\rho} \right)^\mu \right\} & \text{si } i \leq 5 \\ \exp \left\{ - \left(\frac{5(i-6)}{(\alpha-p_1)\rho} + \frac{\theta_0^*}{\rho} \right)^\mu \right\} - \exp \left\{ - \left(\frac{5(i-1)}{\alpha\rho} \right)^\mu \right\} & \text{si } i = 6 \\ \exp \left\{ - \left(\frac{5(i-6)}{(\alpha-p_1)\rho} + \frac{\theta_0^*}{\rho} \right)^\mu \right\} - \exp \left\{ - \left(\frac{5(i-7)}{(\alpha-p_1)\rho} + \frac{\theta_0^*}{\rho} \right)^\mu \right\} & \text{si } 7 \leq i \leq 13 \\ \exp \left\{ - \left(\frac{5(i-14)}{(\alpha-p_2)\rho} + \frac{\theta_1^*}{\rho} \right)^\mu \right\} - \exp \left\{ - \left(\frac{5(i-7)}{(\alpha-p_1)\rho} + \frac{\theta_0^*}{\rho} \right)^\mu \right\} & \text{si } i = 14 \\ \exp \left\{ - \left(\frac{5(i-14)}{(\alpha-p_2)\rho} + \frac{\theta_1^*}{\rho} \right)^\mu \right\} - \exp \left\{ - \left(\frac{5(i-15)}{(\alpha-p_2)\rho} + \frac{\theta_1^*}{\rho} \right)^\mu \right\} & \text{si } 15 \leq i \leq 20 \\ 1 - \exp \left\{ - \left(\frac{5(i-15)}{(\alpha-p_2)\rho} + \frac{\theta_1^*}{\rho} \right)^\mu \right\} & \text{si } i = 21. \end{cases}$$

y que depende de los parámetros μ , ρ , α , θ_0^* , θ_1^* y θ_2^* , puesto que de esos parámetros depende F_q . Para ser más precisos, p_i , $i = 1, \dots, 21$, no depende de θ_2^* dado que el consumo asociado a este valor de θ es $q = 200$ y, en la discretización del rango de q , todos los consumos mayores que 100 forman un solo tramo.

Tras la discretización, el espacio de consumos puede ser entendido como un espacio discreto con 21 puntos en el que hay definida una función de masa de probabilidad paramétrica (p_1, \dots, p_{21}) , que dependen de μ , ρ , α , θ_0^* y θ_1^* . También se dispone de las frecuencias observadas de cada uno de esos puntos (f_1, \dots, f_{21}) .

Si alguno de los parámetros de los que depende la distribución teórica discreta no es conocido, es posible plantear su estimación por máxima verosimilitud. Si el tamaño muestral usado para construir el cuadro de frecuencias observada es n , la verosimilitud de la muestra es

$$L(\mu, \rho, \alpha, \theta_0^*, \theta_1^*) = \prod_{i=1}^{21} ((\mu, \rho, \alpha, \theta_0^*, \theta_1^*))^{nf_i},$$

una función que dependerá de los parámetros que no se conozcan y que puede ser maximizada por métodos convencionales.

Un procedimiento alternativo a la maximización de la verosimilitud anterior es la minimización del estadístico χ^2 del contraste de bondad de ajuste de las frecuencias observadas f_1, \dots, f_{21} a las probabilidades teóricas p_1, \dots, p_{21} :

$$T(\mu, \rho, \alpha, \theta_0^*, \theta_1^*) = \sum_{i=1}^{21} \frac{(nf_i - np_i)^2}{np_i} = n \sum_{i=1}^{21} \frac{(f_i - p_i)^2}{p_i}.$$

Se puede probar que ambos métodos son asintóticamente equivalentes³. Como consecuencia, la función que se minimiza respecto a los parámetros μ , ρ , θ_0^* y θ_1^* , tomando el valor de α obtenido en la sección anterior es

$$\Psi(\mu, \rho, \alpha, \theta_0^*, \theta_1^*) = \sum_{i=1}^{21} \frac{(f_i - p_i(\mu, \rho, \alpha, \theta_0^*, \theta_1^*))^2}{p_i(\mu, \rho, \alpha, \theta_0^*, \theta_1^*)}.$$

Los resultados de la estimación utilizando los datos disponibles del anexo, son presentados en el cuadro 4.3. En el gráfico 4.6 se representan los datos derivados del ajuste realizado (los datos se presentan en el anexo 7.3).

Utilizando esta función de distribución podemos obtener los individuos camuflados en el tramo k como

$$F(\theta_k^*) - F(\theta_k), \quad k = 0, 1,$$

³Véase, por ejemplo, Peña (1986), apéndice 6.A, páginas 414-416, tomo I.

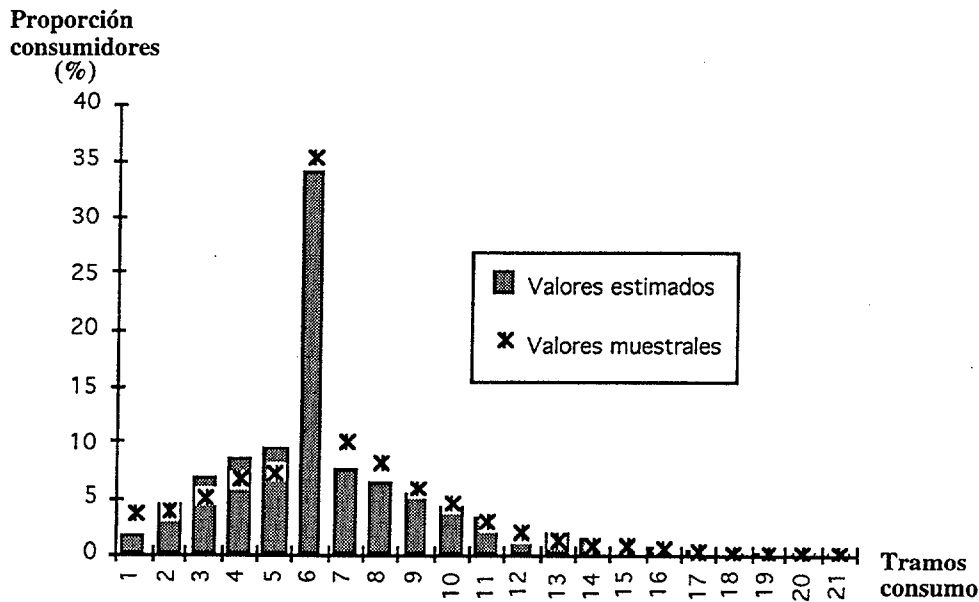


Gráfico 4.6: Frecuencias estimadas y muestrales.

Parámetros estimados	θ_0^*	θ_1^*	ρ	μ
$\alpha = 9934$.0043	.0084	.0042	1.906

Cuadro 4.3: Parámetros estimados de la distribución Weibull.

y recuperar un 23.55 por ciento de individuos camuflados para el tramo 0 y un 4,23 para el tramo 1.

4.5 Tarifa óptima en dos partes.

Una vez conocida la verdadera distribución de los tipos de consumidores podemos estudiar las ganancias de eficiencia que supondría aplicar una estructura de precios distinta a la actual. Para ello vamos a considerar el efecto de introducir una tarifa en dos partes que no reduzca los niveles actuales de ingresos y que no aumente los niveles de consumo. En definitiva, las posibles ganancias de bienestar estarán dedicadas exclusivamente a redistribuir en los niveles de consumo y en los pagos de

los individuos.

Si suponemos que los costes marginales de suministrar agua son nulos y que el servicio está en la actualidad cubriendo los costes, la tarifa óptima en dos partes será aquella que maximice el bienestar de los consumidores sujeta a que todos los consumidores participen, que la empresa mantenga su nivel de ingresos actual y que el consumo agregado no supere al actual. Esto es equivalente a maximizar el excedente esperado de un consumidor sujeto a que el ingreso y el consumo del tipo medio sea mayor que \underline{I} y menor que \overline{Q} , respectivamente. Formalmente, el problema se escribe como

$$[P] \equiv \begin{cases} \max_{A,p} \int_{\underline{\theta}}^{\overline{\theta}} \left\{ \frac{\theta}{2}(\alpha - p)^2 - A \right\} f(\theta) d\theta \\ s.a. \quad \begin{cases} \frac{(\alpha - p)}{2} - A \geq 0 \\ A + p(\alpha - p) \int_{\underline{\theta}}^{\overline{\theta}} \theta f(\theta) d\theta \geq \underline{I} \\ (\alpha - p) \int_{\underline{\theta}}^{\overline{\theta}} \theta f(\theta) d\theta \leq \overline{Q} \end{cases} \end{cases}$$

donde $\int_p^\alpha \theta(\alpha - x)dx - A$ es el excedente neto del individuo tipo θ que se enfrenta a la tarifa $A + pq$, y $\frac{\alpha - p}{2} - A$ es el excedente del consumidor mas pequeño $\underline{\theta}$.⁴

La solución a este problema es sencilla. En principio, la no existencia de un coste marginal por suministro de agua llevará a fijar un precio nulo y fijar una parte fija que garantice la participación de todos los consumidores

$$A = \underline{I} < \frac{\alpha}{2}$$

⁴El excedente de un consumidor θ puede escribirse como

$$\int_p^\alpha \theta(\alpha - x)dx = \frac{\theta}{2}(\alpha - p)^2 - A$$

y el tipo $\underline{\theta}$ se define como $1 = \underline{\theta}(\alpha - p)$.

Sin embargo, esta política de precios genera elevados niveles de consumo que no son factibles. Por tanto, para determinar la tarifa óptima saturamos la restricción de capacidad, que nos determina el precio por metro cúbico que induce un nivel de consumo similar al actual, mientras que la parte fija se calcula para que la empresa alcance los ingresos actuales, es decir:

$$p^* = \alpha - \frac{\bar{Q}}{E(\theta)} \quad (4.4)$$

$$A^* = I - p^* \bar{Q} \quad (4.5)$$

donde $E(\theta) = \int_{\underline{\theta}}^{\bar{\theta}} \theta f(\theta) d\theta$.

Para evaluar la tarifa óptima es preciso estimar previamente $E(\theta)$, lo cuál puede realizarse mediante dos métodos estadísticos esencialmente independientes. El primero se lleva a cabo utilizando únicamente los valores de θ_0^* y θ_1^* que se obtuvieron en la estimación del sistema de ecuaciones, sin necesidad de ajustar la distribución Weibull. Para ello basta con tomar la esperanza de la variable aleatoria θ discretizada, es decir, tomar una distribución discreta con las marcas de clase de los subintervalos en los que se divide el soporte de θ y masa de cada punto del soporte igual a la frecuencia relativa observada del consumo q correspondiente. Con este método incorporamos, por tanto, la información que proporcionan las restricciones teóricas del sistema. El valor que se obtiene es 0.00319.

La segunda estimación, por su parte, se basa en la distribución Weibull ajustada, y utiliza, por tanto, datos desagregados en varios subintervalos dentro de cada tramo de consumo, que no incluyen información de la zona de la ciudad. En este proceso de estimación la teoría económica sólo indica la transformación de θ en q y proporciona el valor de α . Obtenemos en este caso un valor de 0.00379.

Con el fin de combinar la información disponible, que procede de las dos fuen-

Tramo	Usuario	\bar{x}	\bar{T}
0	61.61 %	23.67	2280
1	35.33 %	43.34	3475
2	2.66 %	97.02	8521
3	0.40 %	500.30	55953
Total	100.00 %	$\bar{Q}=34.477041$	$\bar{I}=3082.8961$

Cuadro 4.4: Usuarios, consumos e ingresos medios en cada tramo de la tarifa vigente.

tes distintas, se propone tomar como estimador de $E(\theta)$ el promedio de las dos estimaciones disponibles.⁵ Es decir,

$$\hat{E}(\theta) = 0.00349.$$

En el cuadro 4.4 se presentan las facturas medias, los niveles medios de consumo y el porcentaje de usuarios que existen en la actualidad en cada tramo. En la última fila se presentan el consumo y la factura media por individuo, que de ahora en adelante denotaremos por \bar{Q} e \bar{I} respectivamente. Dado $\hat{E}(\theta) = 0.00349$ y utilizando los datos de consumo medio (\bar{Q}) e ingreso medio (\bar{I}) podemos computar (4) y (5), obteniendo

$$p^* = 55.19, \quad A^* = 1180.05.$$

Para evaluar las ganancias de bienestar alcanzadas con la nueva tarifa debemos definir en primer lugar el excedente neto individual para ambas tarifas, vigente(V) y

⁵Si las procesos de estimación y los datos originales fuesen realmente independientes, la varianza del estimador construido promediando los dos anteriores sería un cuarto de la suma de las varianzas de éstos. En nuestro caso la reducción de la varianza no será tan notable, pero sí es de esperar que sea significativa.

nueva(N). En el caso de la tarifa vigente es necesario distinguir entre los individuos “no camuflados” y los “camuflados”.

Para los individuos no camuflados el excedente de un tipo θ se define como

$$EC_V^{NC}(\theta) = \int_{p_V^k}^{\alpha} \theta(\alpha - p)dp - A_V^k = \frac{\theta}{2}(\alpha - p_V^k)^2 - A_V^k$$

donde p_V^k y A_V^k son el precio y la cuota fija para cada uno de los tramos de consumo $k = 0, 1, 2, 3$, que toman los siguientes valores

Tramo	p_V^i	A_V^i
0	0.0	2280
1	70.5	420
2	83.5	420
3	111.0	420

Por su parte, el excedente de los individuos camuflados, dado que adquieren una cantidad fija independiente del precio, debe definirse en función de la cantidad

$$EC_V^C(\theta) = q_s(\alpha - \frac{1}{2\theta}q_s) - T_V^s$$

donde q_s y T_V^s son las cantidades y los pagos asociados para los tramos con individuos camuflados ($s = 0, 1, 2$), con valores

Tramo	q_V^s	T_V^s
0	30	2280
1	70	5355
2	200	17120

El excedente asociado a la nueva tarifa se escribe para todos los consumidores como:

$$EC_N(\theta) = \frac{\theta}{2}(\alpha - p_N)^2 - A_N,$$

donde $p_N = 55.19$ y $A_N = 1180.05$ son los precios de la nueva tarifa.

De esta forma, el incremento de bienestar individual derivado del cambio de tarifa se define como la diferencia de excedentes $\Delta W(\theta) = EC_N(\theta) - EC_V(\theta)$, que para los distintos intervalos de consumidores se escribe como:

$$[\Delta W] \equiv \begin{cases} 1099.95 - 546734.49\theta & \theta \in [0.000101, 0.003019] \\ 48795443.51\theta + 450/\theta - 296920.05 & \theta \in [0.003019, 0.004300] \\ 151127.38\theta - 760.05 & \theta \in [0.004300, 0.007100] \\ 48795443.51\theta + 2450/\theta - 691205.05 & \theta \in [0.007100, 0.008400] \\ 279268.38\theta - 760.05 & \theta \in [0.008400, 0.020300] \\ 48795443.51\theta + 20000/\theta - 1970860.05 & \theta \in [0.020300, 0.022900] \\ 549779.01\theta - 760.05 & \theta \in [0.022900, \bar{\theta}] \end{cases}$$

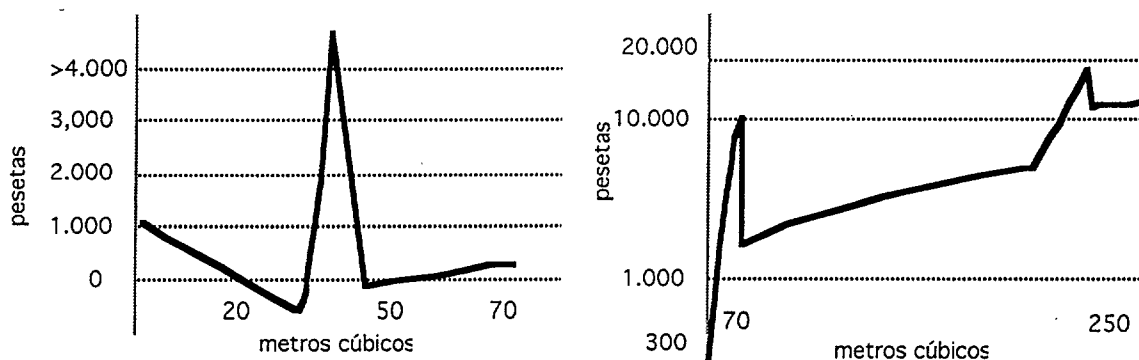


Gráfico 4.7: Ganancias y pérdidas monetarias asociadas a la introducción de una tarifa en dos partes.

En el gráfico 4.7 podemos observar como evoluciona ΔW para los distintos tipos θ y cuales son las ganancias y pérdidas de bienestar en esos tramos. Esto nos permite identificar a los consumidores que mejoran y a los que empeoran con la introducción de la nueva tarifa. En el cuadro 4.5 presentamos los excedentes netos con las tarifas vigente y nueva, y el incremento de bienestar obtenido por los individuos clasificados

q-inf	q-sup	θ -inf.	θ -sup	W_V	W_N	ΔW	%
1	20	$\underline{\theta} = 0.000101$	0.002011	13316	13402	86	21.70
20	30	0.002011	0.003019	23855	23800	-55	19.53
30	30	0.003019	0.003228	6224	6209	-15	4.11
30	30	0.003228	0.004300	33995	35326	1331	19.44
30	50	0.004300	0.005029	24199	24193	-6	10.72
50	70	0.005029	0.007100	51094	51118	24	17.84
70	70	0.007100	0.008400	15621	15753	132	4.23
70	200	0.008400	0.020300	10813	10858	45	2.36
200	200	0.020300	0.022900	0.0018	0.0018	0	1.8E-07
225	245	0.022900	$\underline{\theta}$	0.000	0.000	0	9.7E-10

Cuadro 4.5: Variaciones de bienestar derivados de la nueva tarifa.

en distintos tramos según hayan mejorado o empeorado con la nueva tarifa.⁶ Cada tramo queda definido por los parámetros superior e inferior, y por sus consumos asociados. Asimismo, calculamos la proporción de individuos de cada tramo, lo que nos permite concluir que un 65.65 por ciento de individuos incrementa su bienestar mientras que el 34.35 restante lo reduce.

La introducción de la nueva tarifa supone un incremento de la parte fija y una reducción del precio marginal para todos los consumidores que consumían más de 30 m^3 y para los consumidores situados en el tramo $[0,30)$ una reducción de la parte fija y un incremento del precio marginal. Así, lo primero que podemos decir es que los primeros incrementan su consumo y los segundos lo reducen. Los consumidores que antes estaban “camuflados” expanden su consumo, y además sólo parte de ellos (un 4.11% del 23.55% de los consumidores agrupados en los 30 m^3) empeoran. A pesar de reducir su consumo, los consumidores que consumen una cantidad menor de 20

⁶Los valores de los excedentes para los distintos tramos han sido evaluados mediante métodos de integración numérica utilizando la función de densidad Weibull estimada en la sección 5.

métros cúbicos mejoran con la nueva tarifa (consumen menos pero también pagan menos que antes). De los consumidores que expanden su consumo, sólo los que estaban situados entre 30 y 50 m^3 empeoran (un 10.72%), ya que las mejoras derivadas de una reducción en el precio marginal no cubren el incremento experimentado por la parte fija.

Dado que la introducción de la nueva tarifa no supone una mejora para todos los individuos, con objeto de saber si la nueva tarifa supone una mejora de eficiencia, es preciso calcular el excedente agregado a través de la expresión

$$\sum_{i=1}^{10} \int_{\theta_i}^{\theta_{i+1}} \Delta W_i(\theta) f(\theta) d\theta$$

donde $\Delta W_i(\cdot)$ es el incremento de bienestar obtenido por los individuos pertenecientes al intervalo i -ésimo, delimitado por θ_i y θ_{i+1} . El bienestar total se incrementa en 276.35 con la introducción de la nueva tarifa, y se eliminan las subvenciones que la tarifa vigente concede a algunos consumidores.

4.6 Conclusiones.

El diseño de estructuras de precios no lineales presenta problemas importantes cuando las tarifas vigentes no son autoselectivas. En este caso, la distribución de consumos está distorsionada al presentar distintos tipos de individuos niveles de consumo semejantes, y, hacer inviable la recuperación directa de la distribución de tipos. En este trabajo, proponemos un modelo para recuperar la distribución de tipos a partir de los consumos realizados con este tipo de tarifas mediante la especificación de funciones de demanda por tramos de consumo dependientes no sólo del precio marginal de la tarifa, sino también de los precios de tramos adyacentes. De esta forma es posible conocer la proporción de individuos camuflados y obtener la distribución correcta de tipos.

Hemos aplicado el modelo para calcular una tarifa óptima en dos partes para el servicio municipal de aguas de Vigo en el que se aplica una tarifa no autoselectiva, basada en un mínimo de facturación obligatorio y en precios marginales crecientes. Encontramos que en el primer tramo de consumo entre 1 y 30 metros cúbicos se camuflan un 23.55 por ciento de usuarios, confirmando la excesiva acumulación de individuos en torno a los 30 metros cúbicos, nivel correspondiente al mínimo de facturación.

Finalmente, con los datos de consumo medio e ingreso mínimo generados con las tarifas aplicadas obtenemos una tarifa en dos partes con un precio marginal de 55.15 pesetas el metro cúbico y una cuota fija independiente del consumo de 1180.05 pesetas, que permite alcanzar un mayor bienestar total. Por tanto, aunque pudieramos pensar que el "agrupamiento" es óptimo, con este trabajo demostramos que la tarifa vigente genera subvenciones cruzadas que pueden mejorarse con una simple tarifa en dos partes.

4.7 Anexos.

4.7.1 Restricciones del sistema.

Si diferenciamos cada función de demanda respecto a los precios, tenemos que

$$\frac{\partial D_0(p_0, p_1)}{\partial p_0} = q_0 f(\theta_0^*) \frac{d\theta_0^*}{dp_0} < 0,$$

$$\frac{\partial D_k(p_{k-1}, p_k, p_{k+1})}{\partial p_k} = \int_{\theta_{k-1}^*(p_k)}^{\theta_k} -\theta f(\theta) d\theta - \theta_{k-1}^*(\alpha - p_k) f(\theta_{k-1}^*) \frac{d\theta_{k-1}^*}{dp_k} + q_k f(\theta_k^*) \frac{d\theta_k^*}{dp_k} < 0, \quad ,$$

$$\frac{\partial D_3(p_2, p_3)}{\partial p_3} = \int_{\theta_1^*(p_1, p_2)}^{\bar{\theta}} -\theta f(\theta) d\theta \theta_2^*(\alpha - p_3) f(\theta_2^*) \frac{d\theta_2^*}{dp_3} < 0$$

$k = 1, 2.$

Para obtener el signo de las derivadas parciales hemos diferenciado los consumidores marginales respecto a los precios. Así los consumidores indiferentes se definen implícitamente como

$$U(q_k, \theta_k^*) - p_k q_k - M = U(\theta_k^*(\alpha - p_{k+1}), \theta_k^*) - p_{k+1} \theta_k^*(\alpha - p_{k+1}) - M.$$

Si diferenciamos esta expresión respecto a los precios obtenemos que

$$\frac{d\theta_k^*(p_k, p_{k+1})}{dp_k} = \frac{q_k}{A} < 0, \quad \frac{d\theta_k^*(p_k, p_{k+1})}{dp_{k+1}} = -\frac{\theta_k^*(\alpha - p_{k+1})}{A} > 0,$$

donde $A = U'_\theta(q_k, \theta_k^*) - U'_\theta(\theta_k^*(\alpha - p_{k+1}), \theta_k^*) < 0$.

Además podemos escribir que

$$f(\theta_k^*) \frac{d\theta_k^*}{dp_k} = -\frac{\partial D_{k+1}/\partial p_k}{\theta_k^*(\alpha - p_{k+1})}, \quad k = 0, 1, 2,$$

$$f(\theta_k^*) \frac{d\theta_k^*}{dp_{k+1}} = \frac{\partial D_k/\partial p_{k+1}}{q_k}, \quad k = 0, 1, 2,$$

y por tanto deducir que para $k = 0, 1, 2$,

$$\frac{\partial D_{k+1}}{\partial p_k} > 0 \quad y \quad \frac{\partial D_k}{\partial p_{k+1}} > 0.$$

Por otra parte, sustituyendo las derivadas cruzadas en las directas, podemos escribir

$$\frac{\partial D_1}{\partial p_1} + \delta_0 \frac{\partial D_0}{\partial p_1} + \frac{1}{\delta_1} \frac{\partial D_2}{\partial p_1} = \int_{\theta_0^*(p_0, p_1)}^{\theta_1} -\theta f(\theta) d\theta = N_1, \quad (4.6)$$

$$\frac{\partial D_2}{\partial p_2} + \delta_1 \frac{\partial D_1}{\partial p_2} + \frac{1}{\delta_2} \frac{\partial D_3}{\partial p_2} = \int_{\theta_1^*(p_1, p_2)}^{\theta_2} -\theta f(\theta) d\theta = N_2, \quad (4.7)$$

$$\frac{\partial D_3}{\partial p_3} + \delta_2 \frac{\partial D_2}{\partial p_3} = \int_{\theta_2^*(p_2, p_3)}^{\bar{\theta}} -\theta f(\theta) d\theta = N_3, \quad (4.8)$$

donde δ_0 , δ_1 y δ_2 representan la variación que experimenta el consumo de los individuos marginales cuando saltan del tramo cero al uno, del uno al dos y del dos al tres, respectivamente:

$$\delta_k = \frac{\theta_k^*(\alpha - p_{k+1})}{q_k}, \quad k = 0, 1, 2. \quad (4.9)$$

Con lo anterior, podemos escribir N_k , $k = 1, 2$, a partir de los parámetros estimados como

$$N_k = \beta_{k,k} + \delta_{k-1} \beta_{k-1,k} + \frac{1}{\delta_k} \beta_{k+1,k}.$$

y de esta forma identificamos a los individuos que estan camuflados sustituyendo N_k , $k = 1, 2$, en las demandas esperadas de los tramos 1 y 2,

$$\bar{x}_k = -(\alpha - p_k) N_k + q_k \int_{\theta_k}^{\theta_k^*} f(\theta) d\theta,$$

escribiendo los consumidores que se camuflan en los límites de estos tramos como

$$\int_{\theta_k}^{\theta_k^*} f(\theta) d\theta = \frac{\bar{x}_k + N_k(\alpha - p_k)}{q^k}, \quad k = 1, 2,$$

y en el tramo del mínimo de facturación obligatoria

$$\int_{\theta_0}^{\theta_0^*} f(\theta) d\theta = \frac{\bar{x}_0(p_0, p_1) - \beta_0}{q_0},$$

donde β_0 es el consumo de los agentes que se saturan, entonces

$$\beta_0 = \int_{\underline{\theta}}^{\theta_0} \alpha \theta f(\theta) d\theta.$$

4.7.2 Datos observados

Precios y consumos medios.

Tramo (m^3)	Abastecim.	Saneamiento	p_k = precio efectivo	\bar{x} = consumo medio
0 - 30	38 pts	24 pts	62.0 pts	23.67 m^3
31 - 70	43.5 pts	27 pts	70.5 pts	43.34 m^3
71 - 200	52.5 pts	31 pts	83.5 pts	97.02 m^3
+ 200	78 pts	38 pts	111.0 pts	500.03 m^3

Aguas saneadas en cada tramo y zona (γ_k^t).

Tramo	I	II	III	IV	V	VI	VII
0	73.21	96.79	99.06	97.59	92.28	25.91	90.19
31	73.79	97.63	99.44	96.76	89.44	20.42	89.81
71	48.82	85.69	97.96	89.27	82.86	17.93	88.94
201	34.97	96.15	99.65	76.28	87.20	50.55	72.06

Consumos medios y precios efectivos en cada tramo y zona (\bar{x}_k^t y p_k^t).

ZONA	\bar{x}_0	\bar{x}_1	\bar{x}_2	\bar{x}_3	p_0	p_1	p_2	p_3
I	22.2368	44.0353	98.5500	403.4333	55.57	63.42	67.63	91.29
II	24.3208	42.8175	96.6667	1019.2468	61.23	69.86	79.06	114.54
III	23.4708	41.7155	99.2732	366.3312	61.77	70.35	82.87	115.87
IV	22.6810	46.2906	108.1861	372.3163	61.42	69.63	80.17	106.99
V	22.8508	45.2314	101.4405	1456.2324	60.15	67.65	78.19	111.14
VI	22.2332	46.2563	94.3733	514.2123	44.22	49.01	58.06	97.21
VII	22.5133	45.6658	95.3062	305.1098	59.65	67.75	80.07	105.38

Frecuencias.

tramos	% abonados	\sum % abonados	% usuarios	\sum % usuarios	% m^3	\sum % m^3
0	4.59	4.59	3.50	3.50	0.38	0.38
5	4.67	9.26	3.70	7.19	1.02	1.40
10	6.09	15.34	5.15	12.34	2.28	3.67
15	7.29	22.63	6.63	18.97	4.06	7.74
20	7.38	30.00	7.27	26.25	5.65	13.39
25	38.02	68.02	35.36	61.61	21.98	35.37
30	8.40	76.42	10.03	71.64	10.90	46.27
35	6.39	82.81	8.09	79.73	10.15	56.43
40	4.56	87.37	5.85	85.58	8.35	64.78
45	3.29	90.67	4.44	90.02	6.98	71.76
50	2.27	92.94	2.86	92.88	4.99	76.75
55	1.68	94.62	1.95	94.83	3.66	80.41
60	1.13	95.75	1.29	96.12	2.72	83.14
65	0.81	96.56	0.81	96.94	1.89	85.03
70	0.60	97.16	0.64	97.58	1.63	86.66
75	0.47	97.64	0.47	98.05	1.28	87.95
80	0.34	97.97	0.27	98.32	0.78	88.73
85	0.29	98.26	0.24	98.56	0.72	89.45
90	0.21	98.47	0.17	98.73	0.56	90.01
95	0.18	98.65	0.19	98.92	0.65	90.66
100	0.16	98.81	0.13	99.06	0.48	91.14

4.7.3 Estimación de $F(\theta)$.

	V.muest.	V.estim.		V.muest.	V.estim.
1	3.50	1.714	11	2.86	3.26
2	3.70	4.562	12	1.95	2.45
3	5.11	6.825	13	1.29	1.78
4	6.63	8.472	14	0.81	1.26
5	7.27	9.484	15	0.64	0.874
6	35.36	34.069	16	0.47	0.587
7	10.03	7.624	17	0.27	0.385
8	8.09	6.473	18	0.24	0.245
9	5.85	5.316	19	0.17	0.152
10	4.44	4.230	20	0.19	0.0927
			21	0.13	0.1255

V.e.= valor estimado, V.m.=valor muestral

Referencias bibliográficas

- [1] Banerjee,A.; J. Dolado; J. Galbraith and D.F. Hendry (1993). *Co-integration, error correction, and the econometric analysis of non-stationary data*. Oxford University Press.
- [2] Berndt, E.R. (1990). *The practice or Econometrics: Classic and Contemporary*. Addison-Wesley Publishing Company.
- [3] Braeutigam,R.R. (1989). *Optimal Policies for Natural Monopolies*. En *The Handbook of Industrial Organization*, R.Schmalansee and R.Willig(eds.), Vol. II, Cap. 23, pp. 1289-1246. Elsevier Science Publishers B.V. (North-Holland).
- [4] Brown,S.J. & D.Sibley, (1.986). *The theory of public utility pricing*. Oxford University Press.
- [5] Buisán, A.C.(1992). *Tarifas óptimas en dos partes: El caso de la energía eléctrica residencial en España*. Investigaciones Económicas(Segunda Epoca), Vol.XVI, 1,pp. 99-125.
- [6] Chang, H.S. and Y. Hsing (1991). *The demand for residential electricity: new evidence on time-varying elasticities*. *Applied Economics*, 23, pp. 1251-1256.
- [7] Charemza, W.W. and D.F. Deadman(1992). *New Directions in Econometric Practice*. Edward Elgar Publishing Limited.
- [8] Corrales,A. y D.Taguas(1989). *Series macroeconomicas para el periodo 1954-88: Un intento de homogenización*. Ministerio de Economía y Hacienda. D.G.de Planificación. Documento SGPE-D-89001.

-
- [9] Crampes, C. y J.J. Laffont (1996). *Transfers and Incentives in the Spanish Electricity Sector*. Revista Española de Economía (Segunda Época); Monográfico: "Regulación", pp. 117-140.
- [10] Dimopoulos, D. (1981). "Pricing schemes for regulated enterprises and their welfare implications in the case of electricity". *The Bell Journal of Economics*, 185-200.
- [11] Engle, R.F. and C.W.J. Granger (1987). *Cointegration and Error Correction: Representation, Estimation and Testing*. *Econometrica*, 55, pp. 251-76.
- [12] Engle, R.F. and C.W.J. Granger (1991). *Long-run economic relationships. Readings in cointegration*. Oxford University Press.
- [13] Fisher, F. and Kaysen (1962) *A study in Econometrics: The Demand for Electricity in the United States*. Amsterdam: North Holland Publishing Co.
- [14] Garbacz, C. (1983). *Electricity demand and the elasticity of intra-marginal price*. *Applied Economics*, 15, pp. 699-701.
- [15] Gardeazabal, J. and M. Regulez (1992). *The monetary Model of Exchange Rates and Cointegration. Estimation, Testing and Prediction*. Springer-Verlag.
- [16] Goldman, M.G., H.E. Leland & D.S. Sibley, (1984). "Optimal Nonuniform Prices". *Review of Economic Studies*, LI, 305-319.
- [17] Griffin, J.M. (1974). *The effects of higher prices on electricity consumption*. *Bell Journal of Economics*, pp. 514-539.
- [18] Hartman, R.S. (1983). *The Estimation of Short-Run Household Electricity Demand Using Pooled Aggregate Data*. *Journal of Business and Economic Statistics*, Vol.1, 2, pp. 127-135.
- [19] Helden, G.J. van, P.S.H. Leeftang and E. Sterken (1987). *Estimation of the demand for electricity*. *Applied Economics*, 19, pp. 69-82.

- [20] Houthaker, H. and L.D. Taylor (1970). *Consumer Demand in the United States*. Cambridge: Harvard University Press.
- [21] Houthakker, H.S. (1951). *Residential Electricity Revisited*. The Energy Journal, Vol.1, 1, pp. 29-41.
- [22] Johansen, S.(1988).*Statistical Analysis of Cointegration Vectors*. Journal of Economics Dynamics and Control, 12, pp. 231-54.
- [23] Johansen, S. and K. Juselius (1991). *Maximun likelihood estimation and inference on cointegratio with applications to the demand for money*. Oxford Bulletin of Economics and Statistics, 52, pp. 169-210.
- [24] Laffont,J-J. (1994).*The New Economics of Regulation Ten Years After*. Econometrica, Vol.62, No.3, pp. 507-537.
- [25] Laffont,J-J. y J.Tirole (1993)*A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, The MIT Press.
- [26] Mackinnon,J.G. (1991)*Critical Values for Co-Integration Tests*. En R.F. Engle and C.W.J. Granger (eds.), Long-Run Economic Relationship, Oxford University Press, pp. 267-76.
- [27] Mitchel,B.M. (1.978). "Optimal Pricing of Local Telephone Service Nonuniform Prices". American Economic Review, 68, 517-537.
- [28] Murray, M.P., R. Spann, L. Pulley and E. Beauvais (1978).*The demand of electricity in Virginia*. The Review of Economics and Statistics, 60:4, 585-600.
- [29] Oren,S.,S.Smith & R.Wilson, (1.985). "Capacity pricing". Econometrica, 53, 545-566.
- [30] Osterwald-Lenum, M. (1992). *A note with Quantiles of the Asymptotic Distribution of the Maximum Likelihood Cointegration Rank Test Statistics*. Oxford Bulletin of Economics and Statistics, 54, pp. 461-72.